UNITED STATES SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
WASHINGTON, D.C. 20549

Formulário 20-F

☐ **TERMO DE REGISTRO CONFORME ARTIGO 12(b) ou (g) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934**

ou

☒ **RELATÓRIO ANUAL CONFORME ARTIGO 13 OU 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934**
Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008

ou

☐ **RELATÓRIO DE TRANSIÇÃO CONFORME ARTIGO 13 ou 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934**

ou

☐ **RELATÓRIO DE *SHELL COMPANY* CONFORME ARTIGO 13 ou 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934**

Data do evento exigindo o presente relatório de *shell company*: N/A

Número de Protocolo na Comissão: 1-15224

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG
(Denominação exata da Registrante conforme consta em seu Estatuto Social)

ENERGY CO OF MINAS GERAIS
(Tradução para oi Inglês da denominação da Registrante)
BRASIL
(Jurisdição de incorporação ou organização)
Avenida Barbacena, 1200, Belo Horizonte, M.G., 30190-131
(Endereço da sede)

Valores mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com o art. 12(b) do *Act*:

Denominação de cada classe:	**Nome de cada bolsa em que Registrada:**
Ações Preferenciais, valor nominal de R$5,00	Bolsa de Valores de Nova York *
American Depositary Shares, cada qual representativa de 1 Ação Preferencial, sem valor nominal	Bolsa de Valores de Nova York
Ações Ordinárias, valor nominal de R$5,00	Bolsa de Valores de Nova York *
American Depositary Shares, cada qual representativa de 1 Ação Ordinária, sem valor nominal	Bolsa de Valores de Nova York

Valores mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com o art. 12(g) do Act:
Nenhum

Valores mobiliários em relação aos quais existe obrigação de prestar informações de acordo com o art. 15(d) do *Act*:
Nenhum

Indicar o número de ações em circulação de cada uma das espécies do capital social ou o número de ações ordinárias em emitidas da Registrante no encerramento do período coberto pelo relatório anual:

216.923.394 Ações Ordinárias
279.166.540 Ações Preferenciais

Indicar se a registrante é um *well-known seasoned issuer*, conforme definido na Rule 405 do *Securities Act*. Sim ☒ Não ☐

Se o presente relatório é um relatório anual ou de transição, indicar se a Registrante não deve arquivar relatórios conforme o art. 13 ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934. Sim ☐ Não ☒

Assinalar se a Registrante (1) arquivou todos os relatórios que devem ser arquivados segundo o Artigo 13 ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934 no período precedente de 12 meses (ou período menor no qual a Registrante estava obrigada a arquivar tais relatórios), e (2) esteve sujeita a tais exigências de arquivamento nos últimos 90 dias. Sim ☒ Não ☐

Assinalar se a Registrante submeteu eletronicamente e publicou em seu endereço corporativo na internet, se houve, todos os Arquivos de Dados Interativos cuja submissão e publicação são exigidas nos termos da Regra 405 da *Regulation* S-T (§232.405 deste capítulo) durante os 12 meses anteriores (ou durante período inferior de tempo durante o qual foi exigido que o Registrante submetesse e publicasse tais arquivos). Sim ☒ Não ☐

Indicar se a Registrante é apresentador grande e acelerado (*large accelerated filer*), acelerado (*accelerated*) ou não-acelerado (*non-accelerated*) de documentos. Vide a definição de apresentador acelerado e apresentador grande e acelerado no art. 12b-2 do *Exchange Act* (marque um):

Apresentador grande e acelerado ☒ Acelerado ☐ Não-acelerado ☐

Assinalar qual base de contabilidade o Registrante utilizou para preparar as demonstrações financeiras incluídas neste arquivamento:

U.S. GAAP ☒ IFRS ☐ Outro ☐

Assinalar que item da demonstração financeira a Registrante optou por seguir: Item 17 ☐ Item 18 ☒

Na hipótese do presente relatório ser um relatório anual, indicar se a registrante é uma *shell company* (de acordo com o artigo 12b-2 do *Securities Exchange Act*). Sim ☐ Não ☒

* Não para comercialização, mas apenas em relação ao registro de *American Depositary Shares*, conforme os requisitos da *Securities and Exchange Comission*

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Índice

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

A Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG é uma sociedade de economia mista, de responsabilidade limitada, constituída e existente nos termos das leis da República Federativa do Brasil, ou Brasil. As referências contidas no presente relatório anual à “CEMIG”, “nós”, “nossa” ou “Companhia” constituem referência à Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG e às suas subsidiárias consolidadas, exceto quando a referência seja expressamente à Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG (controladora apenas) ou conforme o contexto requeira. As referências a “real”, “reais” ou “R$” dizem respeito a reais do Brasil (plural) e ao real do Brasil (singular), moeda corrente do Brasil, ao passo que as referências a “dólares dos Estados Unidos”, “dólares” ou “US$” dizem respeito a dólares dos Estados Unidos.

Nossos livros e registros são escriturados em reais. Nossas demonstrações financeiras são elaboradas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os princípios estabelecidos principalmente pela Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada, inclusive pela Lei nº 11.638, de dezembro de 2007, às quais nos referimos coletivamente como Lei Brasileira das Sociedades Anônimas. Para fins do presente relatório anual, elaboramos balanços em 31 de dezembro de

2008 e 2007 e as correspondentes demonstrações do resultado e lucro abrangente, fluxos de caixa e mutações do patrimônio líquido relativos aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006, em reais, todas em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos, ou USGAAP. Nossas demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2008 e 2007 foram auditadas pela KPMG Auditores Independentes, conforme expresso em seu relatório contido neste documento, e nossas demonstrações financeiras consolidadas para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2006 foram auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, conforme expresso em seu relatório contido neste documento.

O presente relatório anual contém conversões de certos valores em reais para dólares dos Estados Unidos a taxas especificadas tão-somente para fins de conveniência do leitor. Ressalvadas as indicações em contrário, esses valores em dólares dos Estados Unidos foram convertidos a partir de reais à taxa de câmbio de R$2,313 para US$1,00, a taxa de compra ao meio-dia vigente na Cidade de Nova York para transferências telegráficas em reais certificadas, para fins alfandegários, pelo Federal Reserve Bank de Nova York, ou a taxa de compra, ao meio-dia em 31 de dezembro de 2008. O real sofreu historicamente alta volatilidade. Vide “Item 3. Informações Chave – Taxas de Câmbio” para obter informações adicionais relativas a taxas de câmbio. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos poderão ser convertidos em reais, ou que os reais poderão ser convertidos em dólares dos Estados Unidos, segundo a taxa acima indicada ou em qualquer outra taxa.

POSIÇÃO DE MERCADO E DEMAIS INFORMAÇÕES

As informações contidas no presente relatório anual acerca de nossa posição de mercado são, ressalvadas as indicações em contrário, apresentadas com relação ao ano encerrado em 31 de dezembro de 2008 e tomam por base ou são derivadas dos relatórios emitidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica ou ANEEL, e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE.

Certos termos são definidos quando da primeira vez em que são empregados no presente relatório anual. Conforme aqui empregadas, todas as referências a “GW” e “GWh” constituem referência a gigawatts e gigawatt-hora, respectivamente, as referências a “MW” e “MWh” constituem referência a megawatts e megawatt-hora, respectivamente, e as referências a “kW” e “kWh” constituem referência a quilowatts e quilowatt horas, respectivamente.

Neste relatório anual, os termos “ações ordinárias” e “ações preferenciais” referem-se às ações ordinárias e preferenciais, respectivamente. Os termos “*American Depositary Shares* de Ações Preferenciais” ou “ADSs de Ações Preferenciais” referem-se às *American Depositary Shares*, cada qual representando uma ação preferencial. Os termos “*American Depositary Shares* de Ações Ordinárias” ou “ADSs de Ações Ordinárias” referem-se às *American Depositary Shares*, cada qual representando uma ação ordinária. Nossas ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias são aqui mencionadas, coletivamente, como “ADSs”, e os ADRs de Ações Preferenciais e os ADRs de Ações Ordinárias são aqui mencionados, coletivamente, como “ADRs”.

Em 3 de maio de 2007, efetivamos uma distribuição de dividendos na forma de uma bonificação de 50% de nossas ações preferenciais, com um ajuste correspondente às ADSs de nossas ações preferenciais. A razão de uma ação preferencial por ADS foi efetivada em 11 de junho de 2007, após (i) um grupamento de nossas ações preferenciais por meio do qual cada lote de 500 ações preferenciais, com valor nominal de R$0,01, foram grupadas em uma ação preferencial com valor nominal de R$5,00, e (ii) um ajuste de 100% das ADSs das ações preferenciais. Adicionalmente, em 2 de maio de 2008, um dividendo de 2,02% foi pago sobre as ações preferenciais. Em 8 de maio de 2008, o respectivo ajuste foi efetivado com relação aos ADSs preferenciais por meio da emissão de ADSs preferenciais adicionais. Em 30 de abril de 2009, um bônus de 25,000000151% em ações foi distribuído às ações preferenciais e um ajuste equivalente foi realizado nas ADSs preferenciais por meio da emissão de ADSs preferenciais adicionais. Em 13 de maio de 2009, As ADSs das ações preferenciais são evidenciadas por *American Depositary Receipts*, ou ADRs das ações preferenciais, emitidos de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datada de 10 de agosto de 2001, conforme alterado em 11 de junho de 2007, celebrada entre a Companhia, Citibank, N.A., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs das ações preferenciais evidenciadas por ADRs emitidos nos termos do referido instrumento (a “Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito”).

Em 3 de maio de 2007, efetivamos uma distribuição de dividendos na forma de uma bonificação de 50% de nossas ações ordinárias. Em 11 de junho de 2007, efetivamos um grupamento de nossas ações ordinárias por meio da qual cada lote de 500 ações ordinárias, com valor nominal de R$0,01, foram grupadas em uma ação ordinária com valor nominal de R$5,00. Em 12 de junho de 2007, estabelecemos um programa de *American Depositary Share* para nossas ações ordinárias com cada ADS de ação ordinária representando uma ação ordinária. Adicionalmente, em 2 de maio de 2008, um dividendo de 2,02% foi pago sobre as ações ordinárias. Em 8 de maio de 2008, um ajuste equivalente foi realizado nas ADSs ordinárias por meio da emissão de ADSs ordinárias adicionais. Em 30 de abril de 2009, um bônus de 25, 000000151% em ações foi distribuído às ações ordinárias. Em 13 de maio de 2009, o respectivo ajuste foi efetivado com relação aos ADSs preferenciais por meio da emissão de ADSs ordinárias adicionais. As ADSs de Ações Ordinárias são representadas por *American Depositary Receipts*, ou ADRs de Ações Ordinárias, emitidos de acordo com o Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, entre nossa Companhia, Citibank, N.A., como depositário, e os titulares ou beneficiários de ADSs de Ações Ordinárias representadas por ADRs de Ações Ordinárias emitidos (o

"Contrato de Depósito das ADSs de Ações Ordinárias e, juntamente com o Segundo Aditivo e o Contrato de Depósito Aditado, os "Contratos de Depósito").

INFORMAÇÕES PROSPECTIVAS

O presente relatório anual inclui declarações prospectivas, principalmente no "Item 3. Informações Chave" e "Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado". Baseamos estas declarações prospectivas em grande parte em nossas atuais expectativas e projeções sobre acontecimentos futuros e tendências financeiras que afetam nossos negócios. Estas declarações prospectivas estão sujeitas a riscos, incertezas e presunções, inclusive, entre outras coisas:

- conjuntura econômica, política e comercial geral, principalmente na América Latina, no Brasil, no Estado de Minas Gerais, ou Minas Gerais, no Estado do Rio de Janeiro, Brasil, ou Rio de Janeiro, bem como em outros Estados no Brasil;
- inflação e variações cambiais;
- execução da regulação legal no setor elétrico do Brasil;
- alterações de volumes e padrões de uso de energia elétrica pelo consumidor;
- condições concorrenciais nos mercados de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil;
- nossas expectativas e estimativas referentes a desempenho financeiro, planos de financiamento e efeitos da concorrência no futuro;
- nosso nível de endividamento e seu vencimento;
- probabilidade de recebermos pagamento relativamente a contas a receber;
- tendências previstas no setor de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil, especialmente em Minas Gerais e Rio de Janeiro;
- alterações dos níveis pluviométricos e hídricos nos reservatórios utilizados para funcionamento de nossas centrais de geração hidrelétrica;
- nossos planos de gastos de capital;
- nossa capacidade de atender nossos clientes de forma satisfatória;
- nossa capacidade de renovar nossas concessões;
- regulamentação governamental existente e futura relativa a tarifas de energia elétrica, uso de energia elétrica, concorrência em nossa área de concessão e outras questões;
- nossa habilidade para integrar as operações das companhias que podemos vir a adquirir;
- políticas existentes e futuras do Governo Federal brasileiro, ao qual nos referimos como Governo Federal;
- políticas existentes e futuras do governo de Minas Gerais, ao qual nos referimos como Governo Estadual, inclusive políticas que afetam os investimentos por ele realizados em nossa empresa e os planos do Governo Estadual quanto à futura expansão da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em Minas Gerais; e
- outros fatores de risco apresentados no "Item 3. Informações Chave- Fatores de Risco".

As declarações prospectivas mencionadas acima incluem também informações relativas aos nossos projetos de expansão de capacidade em andamento, bem como aos que estamos atualmente avaliando. Além dos riscos e incertezas citados acima, nossos projetos de expansão em potencial implicam riscos de engenharia, construção, regulatórios e outros riscos significativos que poderão:

- atrasar ou impedir a conclusão bem-sucedida de um ou mais projetos;

- aumentar os custos de projetos; ou
- resultar na falha das instalações para operar ou gerar receitas de acordo com as nossas expectativas.

As palavras "acreditam," "poderá," palavras que importem o tempo futuro, "estima," "continua," "prevê," "pretende," "espera" e palavras similares destinam-se a identificar declarações prospectivas. Não assumimos a obrigação de atualizar publicamente ou revisar quaisquer declarações prospectivas em razão de informações novas, acontecimentos futuros ou por outro motivo. À luz destes riscos e incertezas, as informações, acontecimentos e circunstâncias prospectivos tratados no presente relatório anual talvez não cheguem a ocorrer. Nossos resultados e desempenho efetivos poderiam diferir substancialmente daqueles previstos em nossas declarações prospectivas.

PARTE I

Item 1 Identidade de Conselheiros, Diretores e Consultores

Não aplicável.

Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto

Não aplicável.

Item 3. Informações Chave

Dados Financeiros Consolidados Selecionados

As tabelas a seguir apresentam nossas informações financeiras e operacionais consolidadas selecionadas nas datas e em relação a cada um dos períodos indicados em conformidade com os USGAAP. V.S.a deverá ler as informações a seguir em conjunto com nossas demonstrações financeiras consolidadas, incluindo suas respectivas notas explicativas, constantes do presente relatório anual e em conjunto com as informações apresentadas no "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras".

As informações financeiras selecionadas de 31 de dezembro de 2008 e 2007, e referentes a cada um dos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006 são resultantes de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e das suas respectivas notas explicativas contidas em outras seções do presente relatório anual. Os dados consolidados selecionados de 31 de dezembro de 2006, 2005 e 2004, e de cada um dos dois exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2005 e 2004 derivam de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas e de suas respectivas notas explicativas, as quais não constam do presente relatório anual.

Os valores em dólares dos Estados Unidos apresentados nas tabelas abaixo foram incluídos para conveniência do leitor. Ressalvadas as previsões em contrário, esses valores em dólares dos Estados Unidos foram convertidos a partir de valores em reais à taxa de R$2,313 por US$ 1,00, a taxa de compra ao meio-dia em 31 de dezembro de 2008. O real sofreu historicamente alta volatilidade. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos poderão ser convertidos em reais, ou que os reais poderão ser convertidos em dólares dos Estados Unidos, à taxa acima indicada ou a qualquer outra taxa. Em 5 de junho de 2009, a taxa de compra ao meio-dia do real era de R$1,9606 por US$1,00. Vide "– Taxas de Câmbio".

Dados Financeiros Consolidados Selecionados	**Exercício findo e em 31 de dezembro de**					
	2008	**2008**	**2007**	**2006**	**2005**	**2004**
	(em milhões de US$)(1)(2)	**(Em milhões de R$ salvo dados por ação/ADS ou conforme indicação em contrário)**				
Dados da demonstração do resultado:						
Receita operacional líquida:						
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	4.538	10.497	10.191	9.319	8.708	8.541
Reajuste diferido (3)	—	—	—	—	110	640
Vendas de energia elétrica ao sistema interligado	462	1.069	1.134	884	237	36
Uso das redes básicas de transmissão e distribuição	806	1.865	1.705	1.780	1.523	245
Outras receitas operacionais	104	241	236	200	176	625
Imposto sobre receitas	(1.662)	(3.844)	(3.836)	(3.543)	(3.241)	(2.608)
Total das receitas operacionais líquidas	4.248	9.828	9.430	8.640	7.513	7.479
Custos e despesas operacionais:						
Energia elétrica comprada para revenda			(2.147)	(1.907)	(1.455)	(1.370)
Gás natural comprado para revenda	(980)	(2.267)	—	—	—	(268)
Uso das redes básicas de transmissão e de distribuição	—	—	(564)	(687)	(709)	(538)
Depreciação e amortização	(274)	(634)	(878)	(810)	(669)	(677)
Pessoal	(332)	(769)	(884)	(1.046)	(779)	(788)
Encargos regulatórios	(434)	(1.004)	(967)	(1.031)	(983)	(861)
Passivos especiais	(443)	(1.024)	—	(1.057)	—	—
Serviços prestados por terceiros	—	—	(550)	(475)	(420)	(329)
Benefícios empregatícios pós-aposentadoria	(262)	(605)	(140)	(245)	(257)	(153)
Materiais e suprimentos	(120)	(277)	(148)	(116)	(95)	(83)
	(73)	(170)				
Reversão (provisão) para perdas com ativos regulatórios diferidos (3)	(8)	(19)	(146)	(49)	(183)	(9)
Participação nos lucros	(157)	(362)	(455)	(210)	(260)	(110)
Outros	(177)	(410)	(472)	(234)	(379)	(280)
Total das despesas e custos operacionais	(3.260)	(7.541)	(7.351)	(7.867)	(6.189)	(5.466)
Lucro operacional	988	2.287	2.079	773	1.324	2.013
Receitas (despesas) financeiras, líquidas	7	17	(48)	335	754	350
Receitas não-operacionais	88	204	272	91	29	105
Lucro antes de imposto de renda e participações minoritárias	1.083	2.508	2.303	1.199	2.107	2.468
Despesa de imposto de renda	(326)	(755)	(685)	(497)	(300)	(731)
Participações minoritárias	757	1.753	—	—	2	2
Lucro (prejuízo) líquido	1.083	2.508	1.618	702	1.809	1.739
Outro lucro (prejuízo) abrangente	129	299	(400)	140	25	(474)
Lucro abrangente	886	2.052	1.218	842	1.834	1.265
Lucro (prejuízo) básico: (5)						
Por ação ordinária	1,53	3,53	3,33	1,44	3,72	3,58
Por ação preferencial	1,53	3,53	3,33	1,44	3,72	3,58
Por ADS	1,53	3,53	3,33	1,44	3,72	3,58
Lucro (prejuízo) diluído: (5)						
Por ação ordinária	1,52	3,51	3,26	1,41	3,69	3,58

Dados Financeiros Consolidados Selecionados

	Exercício findo e em 31 de dezembro de					
	2008	2008	2007	2006	2005	2004
	(em milhões de US$)(1)(2)	(Em milhões de R$ salvo dados por ação/ADS ou conforme indicação em contrário)				
Por ação preferencial	1,52	3,51	3,26	1,41	3,69	3,58
Por ADS	1,52	3,51	3,26	1,41	3,69	3,58

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2008	2008	2007	2006	2005	2004
	(em milhões de US$)(1)(2)	(em milhões de R$, salvo dados por ação/ADS ou conforme indicação em contrário)				
Dados do balanço patrimonial:						
Ativos:						
Ativo circulante	2.687	6.216	5.935	4.778	4.778	3.276
Ativo imobilizado líquido	6.058	14.011	13.835	13.426	11.971	11.191
Ativos regulatórios diferidos de longo prazo	143	332	823	1.548	2.315	2.929
Contas a receber do Governo Estadual	779	1.801	1.763	1.726	1.519	1.097
Outros ativos	1.047	2.421	1.997	1.841	763	504
Total do ativo	10.714	24.781	24.353	23.319	21.346	18.997
Passivo:						
Parcela corrente da dívida de longo prazo	518	1.197	941	691	985	1.417
Outros passivos circulantes	1.596	3.692	3.572	3.639	3.953	2.286
Dívida de longo prazo	2.297	5.314	5.873	5.833	3.841	2.750
Benefícios empregatícios pós-aposentadoria – longo prazo	763	1.765	2.182	1.666	1.535	1.606
Patrimônio líquido	4.035	9.333	8.224	8.370	9.252	9.209
Capital social	989	2.288	2.239	1.428	1.428	1.428
Outros dados:						
Ações em circulação – básicas: (5)						
Ordinárias		216.923.395	212.622.504	212.622.504	212.622.504	212.622.504
Preferenciais		279.170.735	273.631.569	273.631.569	273.631.569	273.631.569
Dividendos por ação (5)						
Ordinárias		R$1,90	R$2,81	R$2,77	R$3,68	R$1,19
Preferenciais		R$1,90	R$2,81	R$2,77	R$3,68	R$1,19
Dividendos por ADS (5)		R$1,90	R$2,81	R$2,77	R$3,68	R$1,19
Dividendos por ação (4)(5)						
Ordinárias		US$0,82	US$1,58	US$1,30	US$1,58	US$0,45
Preferenciais		US$0,82	US$1,58	US$1,30	US$1,58	US$0,45
Dividendos por ADS (4)(5)		US$0,82	US$1,58	US$1,30	US$1,58	US$0,45
Ações em circulação – diluídas: (5)						
Ordinárias		218.140.931	216.295.229	217.250.274	214.450.359	212.622.504
Preferenciais		280.737.646	279.168.901	279.587.214	275.983.902	273.631.569
Dividendos por ação diluída (5)						
Ordinárias		R$1,89	R$2,75	R$2,71	R$3,65	R$1,19
Preferenciais		R$1,89	R$2,75	R$2,71	R$3,65	R$1,19
Dividendos por ADS diluída (5)		R$1,89	R$2,75	R$2,71	R$3,65	R$1,19
Dividendos por ação diluída (4)(5)						
Ordinárias		US$0,82	US$1,55	US$1,27	US$1,57	US$0,45
Preferenciais		US$0,82	US$1,55	US$1,27	US$1,57	US$0,45
Dividendos por ADS diluída (4)(5)		US$0,82	US$1,55	US$1,27	US$1,57	US$0,45

(1) Convertido à taxa de câmbio de US$1,00/R$2,313, a taxa de compra ao meio-dia em 31 de dezembro de 2008. Vide "– Taxas de Câmbio".
(2) Em milhões, exceto dados por ação/ADS.
(3) Vide Nota Explicativa 4 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.
(4) Esta informação é apresentada em dólares dos Estados Unidos à taxa de compra ao meio-dia em vigor no encerramento de cada exercício anual.
(5) Os números por ação foram ajustados para refletir a distribuição de dividendos e a consolidação de nossas ações, e os números por ADS de ação preferencial foram ajustados para refletir o ajuste de 100% de nossas ADSs de ações preferenciais, cada uma delas ocorreu em maio e junho de 2007.

Taxas de Câmbio

Em março de 2005, o Conselho Monetário Nacional consolidou o mercado de câmbio comercial e o mercado de câmbio de taxa flutuante em um único mercado de câmbio de taxa flutuante, no qual todas as operações de câmbio são atualmente realizadas por instituições financeiras autorizadas a operar em tal mercado.

A legislação brasileira prevê que quando houver (i) um desequilíbrio significativo na balança de pagamentos, ou (ii) fundadas razões para prever-se um desequilíbrio significativo na balança de pagamentos, restrições temporárias poderão ser impostas sobre a remessa de capital estrangeiro para o exterior. No passado, o Banco Central interveio ocasionalmente com a finalidade de controlar movimentos instáveis nas taxas de câmbio. Não podemos prever se o Banco Central ou o Governo Federal continuarão a permitir que o real flutue livremente ou se intervirá nas taxas de câmbio. O real poderá se valorizar ou desvalorizar substancialmente em relação ao dólar norte-americano e outras moedas no futuro. Flutuações das taxas de câmbio podem afetar os valores em dólares norte-americanos recebidos por detentores de ADSs preferenciais ou de ADSs ordinárias. Realizaremos quaisquer distribuições com relação às nossas ações preferenciais ou ações ordinárias em reais, e o depositário converterá essas distribuições em dólares norte-americanos para pagamento aos detentores de ADSs preferenciais ou de ADSs ordinárias. Flutuações na taxa de câmbio também podem afetar o valor equivalente, em dólares norte-americanos, ao preço em reais das ações preferenciais ou das ações ordinárias na bolsa de valores brasileira em que as mesmas são negociadas. Flutuações na taxa de câmbio também podem afetar nossos resultados operacionais. Para mais informações vide "Fatores de Risco – Riscos Relativos ao Brasil – A instabilidade da taxa de câmbio poderá prejudicar nossos negócio, resultados operacionais e situação financeira e o preço de mercado de nossas ações, ADSs de ações preferenciais e as ADSs de ações ordinárias".

A tabela abaixo apresenta, para os períodos indicados, as taxas de compra mínimas, máximas, médias e de encerramento de período ao meio dia do real, expressas em reais por US$1,00.

	Reais por US$1,00			
Mês	**Mínima**	**Máxima**	**Média**	**Encerramento do período**
Dezembro de 2008	2,2905	2,6187	2,3954	2,3130
Janeiro de 2009	2,1895	2,3698	2,3079	2,3130
Fevereiro de 2009	2,2375	2,3898	2,3230	2,3750
Março de 2009	2,2371	2,4420	2,3161	2,3007
Abril de 2009	2,1617	2,2860	2,2027	2,1724
Maio de 2009	1,9680	2,1730	2,0689	1,9678
Junho de 2009 (até 5 de junho de 2009)	1,9402	1,9606	1,9478	1,9606

	Reais por US$1,00			
Exercício findo em 31 de dezembro de	**Mínima**	**Máxima**	**Média**	**Encerramento do período**
2004	2,6510	3,2085	2,9262	2,6550
2005	2,1695	2,7755	2,4352	2,3340
2006	2,0549	2,3580	2,1738	2,1342
2007	1,7298	2,1520	1,9449	1,7790
2008	1,5580	2,6190	1,8322	2,3130

Fonte: *U.S. Federal Reserve Board* (Banco Central dos Estados Unidos).

Fatores de Risco

O investidor deverá levar em consideração os riscos a seguir, bem como as demais informações contidas no presente relatório anual ao avaliar o investimento em nossa empresa.

Riscos Relativos à CEMIG

Somos controlados pelo Governo Estadual, o qual poderá ter interesses diversos dos interesses dos investidores.

Na qualidade de nosso acionista controlador, o governo do Estado de Minas Gerais exerce influência substancial sobre a orientação estratégica dos negócios da CEMIG. Não é possível analisar o impacto e efeitos que isso possa causar sobre nós ou nossos resultados operacionais. O governo do Estado de Minas Gerais atualmente detém 51% de nossas ações ordinárias, e, conseqüentemente, tem o direito à maioria dos votos em decisões de nossas assembleias gerais, podendo (i) eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração da CEMIG e (ii) determinar as matérias que exijam aprovação por quorum qualificado dos nossos acionistas, incluindo operações com partes ligadas, reorganizações societárias e época e pagamento de quaisquer dividendos.

As operações da CEMIG causaram e continuarão a causar impacto importante sobre o desenvolvimento comercial e industrial do Estado de Minas Gerais e sobre suas condições sociais. No passado, o Governo Estadual utilizou e poderá utilizar no futuro sua qualidade de acionista controlador da CEMIG para decidir que deveremos nos dedicar a certas atividades e efetuar certos investimentos destinados, principalmente, a promover seus objetivos políticos, econômicos ou sociais e não necessariamente para lograr o objetivo de melhoria dos nossos negócios e/ou resultados operacionais.

Estamos sujeitos a uma extensa e incerta legislação e regulamentação governamental.

O Governo Federal do Brasil vem implementando políticas que têm impacto de longo alcance sobre o setor energético brasileiro, em particular, o setor elétrico. Como parte da reestruturação do setor, a Lei Federal 10.848 de 15 de março de 2004, ou a Lei do Novo Modelo do Setor, introduziu uma nova estrutura regulatória para o setor elétrico brasileiro.

A Lei nº 10.848/04 e o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulam a compra e venda de energia de acordo com o Novo Modelo do Setor Elétrico, ainda dependem da implementação de resoluções por parte da ANEEL. Além disso, a constitucionalidade da Lei nº 10.848/04 está sendo atualmente contestada no Supremo Tribunal Federal. O Supremo Tribunal Federal ainda não proferiu decisão definitiva sobre a questão, estando, portanto em pleno vigor a Lei nº 10.848/04. Caso a Lei nº 10.848/04 seja considerada, no todo ou em parte, inconstitucional pelo Supremo Tribunal Federal, o arcabouço regulatório introduzido pela Lei nº 10.848/04, no todo ou em parte, poderá não entrar em vigor, fato que gerará incerteza sobre como e quando o Governo Federal conseguirá introduzir alterações no setor energético. Por conseguinte, não podemos avaliar no presente momento o impacto de uma nova regulamentação a ser emitida pela ANEEL ou o impacto prejudicial que uma decisão acerca da constitucionalidade da Lei nº 10.848/04 teria sobre nossas atividades, resultados operacionais e situação financeira futuros.

As regras para a venda de energia elétrica e as condições de mercado podem afetar os preços de venda da energia que geramos.

De acordo com as leis aplicáveis, nossas empresas de geração de energia não têm permissão para vender energia elétrica diretamente para nossas empresas de distribuição. Como resultado, nossas companhias de geração têm de vender energia elétrica em um mercado regulado por meio de leilões públicos de energia conduzidos pela ANEEL (o "Mercado Regulado", o "ACR" ou o "Pool"), ou no Ambiente de Contratação Livre, (o "ACL"). A legislação permite que distribuidoras que firmem contrato com nossas empresas de geração nos termos do Ambiente de Contratação Regulada reduzam o volume de energia contratado por meio de alguns destes contratos até certo limite, expondo nossas empresas de geração ao risco de não conseguir vender o restante do volume de energia a preços convenientes.

Também realizamos atividades de comercialização por meio de contratos de compras e vendas de energia, principalmente no mercado ACL, por meio de nossas subsidiárias de geração e comercialização. Os contratos firmados no ACL com consumidores que possam comprar energia diretamente de empresas de geração ou de

comercializadores de energia, designados "Consumidores Livres", são, em geral, consumidores com demanda igual ou superior a 3 MW ou consumidores com demanda entre 500 KW e 3 MW das chamadas "fontes renováveis de energia", tais como pequenas centrais hidrelétricas. Contratos antigos com consumidores superiores a 3 MW possibilitam a estes a flexibilidade de comprar um maior ou menor volume de energia (de 5% em média) de nossa empresa em relação ao originalmente contratado, o que poderá acarretar um impacto prejudicial sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Contratos recentes, assinados a partir de 2005, em geral, não permitem este tipo de flexibilidade.

Caso não consigamos vender toda a nossa energia nos leilões públicos ou no ACL, nossa energia será alocada na CCEE, a preços de liquidação (Preço de Liquidação de Diferenças), ou PLD, que vem sendo muito volátil. Se isso ocorrer em períodos de baixos preços de liquidação, nossas receitas e resultados operacionais poderão ser afetados adversamente.

A ANEEL possui discricionariedade substancial para estabelecer as tarifas que cobramos de consumidores cativos e as tarifas que cobramos dos Consumidores Livres e de companhias de geração de energia elétrica pelo uso do sistema de distribuição. Tais tarifas são determinadas nos termos dos contratos de concessão celebrados com a ANEEL e em conformidade com a competência decisória e regulatória da ANEEL.

Os contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo de preços máximos que permite três tipos de reajustes de tarifas: (1) o reajuste anual; (2) a revisão periódica; e (3) a revisão extraordinária. Temos o direito de requerer a cada ano o reajuste anual, o qual se destina a compensar alguns dos efeitos da inflação sobre as tarifas e nos permitirá repassar aos consumidores certas alterações em nossa estrutura de custos que estejam fora de nosso controle, tais como o custo da energia elétrica que compramos e alguns outros encargos regulatórios, incluindo encargos em função do uso das instalações de transmissão e distribuição. Ademais, a ANEEL realiza uma revisão periódica a cada cinco anos que visa identificar as variações de nossos custos, bem como estabelecer um fator com base em nossa eficiência operacional, que será aplicado em face do índice de nossos reajustes de tarifa anuais correntes, cujo efeito pretendido é recompensar o bom gerenciamento de nossos custos, bem como compartilhar quaisquer ganhos correlatos com clientes. Também temos o direito de solicitar revisão extraordinária das nossas tarifas, caso eventos imprevisíveis alterem significativamente nossa estrutura de custos. A revisão periódica e a revisão extraordinária estão sujeitas, em certo grau, à discricionariedade da ANEEL.

Apesar de o nossos contratos de concessão estabelecerem que a empresa deve manter seu equilíbrio econômico-financeiro, não podemos garantir que a ANEEL estabelecerá tarifas que compensarão adequadamente nossa empresa e que nossas receitas e nossos resultados operacionais não serão prejudicados. Ademais, na medida em que quaisquer desses ajustes não sejam concedidos pela ANEEL de maneira tempestiva, nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira poderão ser prejudicados.

Podemos não ser capazes de receber o montante total de um recebível material devido pelo Governo Estadual.

Possuímos uma conta de recebíveis devidos pelo Governo Estadual, denominada Conta CRC, que totalizava R$1.801 milhões em 31 de dezembro de 2008. O contrato que rege a Conta CRC, entre a CEMIG e o Governo Estadual, é denominado Contrato da Conta CRC. Historicamente, temos encontrado, e continuamos encontrando, dificuldades em receber os montantes devidos pelo Governo Estadual em relação à Conta CRC. Negociamos e alteramos os termos da Conta CRC em algumas ocasiões tendo em vista esta dificuldade. Não podemos assegurar que receberemos o pagamento tempestivamente no futuro ou se receberemos. Vide "Item 5 – Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Impacto sobre Nossa Conta CRC a Receber do Governo Estadual".

Nossa empresa tem responsabilidade objetiva por quaisquer danos decorrentes da prestação inadequada de serviços elétricos.

Nos termos da legislação brasileira, nossa empresa tem responsabilidade objetiva pelos danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada de serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica. Ademais, os danos causados a consumidores finais em decorrência de interrupções ou distúrbios dos sistemas de geração, transmissão ou distribuição, sempre que essas interrupções ou distúrbios não sejam atribuídos a um membro identificável do Operador Nacional do Sistema (ou ONS), ou o ONS propriamente dito, serão compartilhados entre empresas de geração, distribuição e transmissão. Até que um critério final seja definido, a responsabilidade por tais

danos será compartilhada na proporção de 35,7% aos agentes de distribuição, 28,6% aos agentes de transmissão e 35,7% aos agentes de geração. Assim, nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira podem ser adversamente afetados.

Estamos sujeitos a regras e limites aplicados a níveis de endividamento do setor público e a restrições sobre o uso de certos recursos que captamos, o que poderá nos impedir de obter financiamentos.

Na qualidade de empresa estatal, estamos sujeitos a regras e limites atinentes ao nível de crédito aplicável ao setor público emitidos pelo Conselho Monetário Nacional e pelo Banco Central. Essas regras fixam certos parâmetros e condições para que as instituições financeiras possam oferecer crédito a empresas do setor público. Desta forma, se não atendermos a essas condições e parâmetros, poderemos enfrentar dificuldade para obter financiamentos de instituições financeiras brasileiras, o que poderá criar dificuldades na implementação de nosso plano de investimento ou no refinanciamento de nossas obrigações financeiras. A legislação brasileira também estabelece que uma empresa controlada pelo estado, de modo geral, apenas pode utilizar os recursos decorrentes de operações externas com bancos comerciais (dívidas, incluindo títulos) para refinanciar obrigações financeiras. Como resultado desses regulamentos, nossa capacidade de endividamento fica novamente limitada e isto poderá afetar negativamente a implementação do nosso plano de investimento ou o refinanciamento de nossas obrigações.

Há restrições contratuais à nossa capacidade de endividamento.

Estamos sujeitos a certas restrições sobre nossa capacidade de endividamento em função de compromissos previstos em nossos contratos de empréstimo. Na hipótese de descumprimento por parte da nossa empresa de quaisquer tais compromissos contidos em nossos contratos de empréstimo, a totalidade do valor principal, futuros juros e quaisquer multas devidas nos termos dos referidos contratos poderá tornar-se imediatamente devida e pagável. No passado nós estivemos, algumas vezes, em não-obediência em relação a nossos compromissos de nossos contratos de empréstimo e, apesar de termos sido capazes de obter autorizações de nossos credores, nenhuma garantia pode ser dada de que nós conseguiremos ser bem-sucedidos em obter alguma autorização no futuro. O vencimento antecipado de nossas obrigações poderá prejudicar nossa situação financeira, especialmente devido às disposições sobre inadimplemento cruzado contidas em diversos de nossos contratos de empréstimo e de financiamento. A existência de limitações sobre nosso endividamento poderá nos impedir de tomar empréstimos para financiamento de nossas operações ou para refinanciamento de nossas obrigações existentes, o que poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Podemos ser penalizados pela ANEEL em função do descumprimento dos nossos contratos de concessão, o que poderá resultar em multas, outras penalidades e, dependendo da gravidade do descumprimento, encampação dos contratos de concessão.

Realizamos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição nos termos de contratos de concessão, celebrados com o Governo Federal por intermédio da ANEEL. A ANEEL poderá impor penalidades à nossa empresa caso deixemos de observar qualquer disposição dos contratos de concessão, inclusive aquelas relativas à observância dos padrões de qualidade estabelecidos. Dependendo da gravidade da inobservância, essas penalidades poderão incluir:

- multas por quebra contratual de até 2,0% das receitas da concessionária no exercício encerrado imediatamente anterior à data do inadimplemento contratual;

- liminares atinentes à construção de novas instalações e equipamentos;

- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;

- suspensão temporária no que tange à participação em processos licitatórios para outorga de novas concessões;

- intervenção pela ANEEL na administração da concessionária infratora; e

- revogação da concessão.

Ademais, o Governo Federal tem poderes para revogar quaisquer de nossas concessões antes do encerramento do prazo da concessão no caso de falência ou dissolução ou por meio de encampação por razões de interesse público.

Não podemos garantir que a ANEEL não imporá multas nem revogará nossas concessões na hipótese de violação dos contratos de concessão. Qualquer indenização que venhamos a receber quando da rescisão do contrato de concessão poderá não ser suficiente para compensar nossa empresa pelo valor integral de certos investimentos. Se quaisquer dos nossos contratos de concessão forem rescindidos por nossa culpa, o valor efetivo da indenização poderá ser reduzido em função de multas ou outras penalidades. A rescisão de nossos contratos de concessão ou a imposição de penalidades poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Não temos certeza da renovação de nossas concessões.

Conduzimos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de acordo com contratos de concessão, celebrados com o Governo Federal. A Constituição Brasileira exige que todas as concessões de serviços públicos sejam objeto de licitação. Em 1995, em um esforço para implementar esses dispositivos constitucionais, o Governo Federal instituiu certas leis e regulamentos, denominados coletivamente Lei de Concessões, os quais regem os procedimentos de licitação do setor elétrico. De acordo com a Lei de Concessões, conforme modificada pela Lei do Novo Modelo do Setor, as concessões existentes poderão ser renovadas pelo Governo Federal por períodos adicionais de até 20 anos, mediante requerimento efetuado pela concessionária, independentemente de sujeição ao processo de licitação, contanto que a concessionária tenha observado padrões mínimos de desempenho e que a proposta seja aceitável ao Governo Federal.

À luz do grau de discricionariedade conferido ao Governo Federal pela Lei de Concessões em relação a novos contratos de concessão e no que diz respeito à renovação de concessões existentes e dada a ausência de precedentes de longa data explicitando como o Governo Federal pretende exercer seu poder discricionário, interpretar e aplicar a Lei de Concessões, não podemos garantir a V.S.a que concessões adicionais possam ser obtidas ou que nossas concessões serão renovadas em termos tão favoráveis quanto aqueles atualmente em vigor. Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia – Concorrência – Concessões” e “Item 4. O Setor Elétrico Brasileiro — Concessões”. A não-renovação de quaisquer de nossas concessões poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

A atual estrutura do setor elétrico brasileiro é altamente concentrada em geração hidrelétrica, o que a torna sujeita a certos riscos.

O setor elétrico brasileiro é altamente concentrado em geração hidrelétrica e enfrenta uma limitação natural de sua capacidade de geração, tendo em vista que as usinas hidrelétricas não podem gerar mais energia elétrica do que é possível em função dos recursos hídricos do país. Assim, fatores naturais podem afetar nossa capacidade de geração, em razão do aumento ou redução do nível dos reservatórios. O controle do nível dos reservatórios pelo ONS procura otimizar o nível de água disponível para a geração hidrelétrica em cada uma das usinas associadas aos respectivos reservatórios. Neste contexto, o ONS poderá, por exemplo, impedir que uma usina de geração localizada na nascente de um rio aumente sua vazão de água, caso isto possa prejudicar as demais usinas ao longo do mesmo rio. Da mesma maneira, o ONS poderá decidir aumentar a geração termelétrica e reduzir a geração hidrelétrica com o fim de preservar a água dos reservatórios.

A escassez no racionamento em razão de condições hidrológicas adversas, não totalmente cobertas pelo MRE (conforme descrito no Item 4. Setor Elétrico Brasileiro – Mecanismo de Realocação de Energia), poderiam resultar no aumento de custos e diminuição do fluxo de caixa. Adicionalmente, caso os leilões de energia nova realizados nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não resultem em uma expansão da capacidade de geração de energia para adequar os níveis à crescente demanda, medidas de racionamento podem vir a ser adotadas. Qualquer limitação da nossa capacidade de geração de energia elétrica poderá prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Atrasos na expansão de nossas instalações poderão aumentar significativamente nossos custos.

Atualmente nos dedicamos à construção de novas usinas hidrelétricas e à avaliação de outros potenciais projetos de expansão. Nossa capacidade de concluir um projeto de expansão dentro do prazo, de determinado orçamento e sem efeitos econômicos adversos está sujeita a vários riscos. Por exemplo:

- poderemos experimentar problemas na fase de construção de um projeto de expansão;

- poderemos nos defrontar com desafios regulatórios ou legais que protelem a data inicial de operação de um projeto de expansão;

- nossas instalações novas ou modificadas poderão não operar à capacidade designada ou seu custo de operação poderá ser maior do que esperávamos;

- talvez não consigamos obter o capital de giro necessário para financiar nossos projetos de expansão; e

- poderemos enfrentar questões ambientais e queixas da população durante a construção de usina de energia.

Caso enfrentemos esses ou outros problemas relativos à expansão da nossa capacidade de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nossa capacidade de vender energia em valores alinhados às nossas projeções poderá ser prejudicada e poderemos ficar expostos a aumento de custos. Conseqüentemente, poderemos deixar de produzir as receitas que prevemos no que diz respeito a tais projetos de expansão.

Imposições e restrições das agências ambientais poderão acarretar custos adicionais à nossa empresa.

Nossas operações relacionadas à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como à distribuição de gás natural estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais e também a numerosas exigências atinentes à proteção da saúde e do meio ambiente.

A inobservância das leis e regulamentos ambientais poderá, independentemente da obrigação de sanar quaisquer danos que venham a ser causados, resultar na aplicação de sanções penais e administrativas. Com base na legislação brasileira, penas criminais tais como restrição de direitos e mesmo prisão podem ser aplicadas a pessoas físicas (incluindo administradores de empresas) e penas tais como multas, restrição de direitos ou prestação de serviços à comunidade podem ser aplicadas a pessoas jurídicas. Em relação às sanções administrativas, dependendo das circunstâncias, as autoridades ambientais podem impor advertências e multas que variam entre R$50 mil e R$50 milhões, exigir a suspensão parcial ou total de atividades, suspender ou restringir benefícios fiscais, cancelar ou suspender linhas de financiamento provenientes de instituições financeiras governamentais bem como proibir a empresa de celebrar contratos com órgãos, empresas e autoridades governamentais. Quaisquer desses eventos poderiam afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais ou situação financeira.

Além disso, a CEMIG está sujeita à legislação brasileira, que exige pagamento de compensação em relação aos efeitos poluidores de suas atividades. Segundo tal legislação, até 0,5% do montante total investido na implantação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deverá ser direcionado para medidas ambientais compensatórias. A CEMIG ainda não avaliou os efeitos que esta legislação poderá ter sobre ela. Veja “Item 4. Informações sobre a Companhia – Questões Ambientais – Medidas Compensatórias”. Quaisquer taxas impostas à CEMIG, como resultado dessa regulamentação, poderiam ser significativas e podem impactar nossos negócios, resultados operacionais ou condição financeira.

O nível de inadimplemento dos nossos consumidores poderá prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Em 31 de dezembro de 2008, a totalidade dos recebíveis da nossa empresa devidos por consumidores finais era de aproximadamente R$917 milhões, correspondentes a 9,3% da nossa receita líquida em 2008, e nossa provisão para devedores duvidosos era de R$244 milhões. Aproximadamente 11,7 % dos recebíveis devidos eram devidos por empresas do setor público. Podemos ser incapazes de cobrar valores devidos por diversos municípios e demais consumidores em mora. Caso tais dívidas não sejam total ou parcialmente liquidadas, sofreremos um impacto adverso sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Adicionalmente, o montante de dívidas que vier a superar a provisão para devedores duvidosos por nós constituída poderão causar um efeito adverso em nosso negócio, resultado das operações e condição financeira.

A atual recessão global poderá ter efeitos significativos em nossos clientes, o que poderia afetar adversamente nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

A atual recessão global, bem como seu lento período de recuperação, pode levar a uma demanda inferior de nossos serviços, aumento da incidência de clientes sem condições de pagar pelos nossos serviços, ou da

inadimplência de nossos clientes. Vários economistas estão atualmente prevendo que a atual recessão na economia global pode ser prolongada em razão da deterioração dos mercados de crédito e da respectiva crise financeira, bem como em razão de diversos outros fatores. Qualquer desses eventos poderá impactar negativamente nossas vendas, geração de receitas e margens, e consequentemente afetar adversamente nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Podemos não ser capazes de concluir nosso programa de investimentos pretendido.

Nosso estatuto estabelece que poderemos utilizar até 40,0% de nosso LAJIDA (lucro antes dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização) durante o período de 2009 a 2013 na construção de novas instalações elétricas bem como na reforma e manutenção de usinas de energia e sistemas de transmissão e distribuição existentes. Nossa capacidade para levar a cabo esse programa de dispêndios para aquisição de imobilizado depende de diversos fatores, incluindo nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas por nossos serviços, nosso acesso a mercados de capital doméstico e internacional e uma gama de fatores operacionais e de outra natureza. Ademais, os planos de expansão de nossa capacidade de geração e transmissão estão sujeitos a processo licitatório regido pela Lei de Concessões. Não podemos garantir que teremos os recursos financeiros para concluir esse programa.

Nossa capacidade de distribuir dividendos está sujeita a limitações.

O fato de o investidor receber ou não dividendos depende do valor da distribuição obrigatória exigida nos termos de nosso estatuto social, de nossa situação financeira permitir-nos ou não distribuir dividendos nos termos da legislação brasileira e da determinação, por parte de nossos acionistas, seguindo a recomendação de nosso Conselho de Administração, atuando discricionariamente, segundo a qual nossa situação financeira justifica a suspensão da distribuição de dividendos.

Pelo fato de a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG ser uma companhia *holding* sem operações geradoras de receita que não as de suas subsidiárias operacionais, somente poderemos distribuir dividendos a acionistas se a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG receber dividendos ou outras distribuições em numerário de suas subsidiárias operacionais. Os dividendos que nossas subsidiárias podem nos distribuir dependem das nossas subsidiárias gerarem os lucros suficientes em determinado exercício social. Os dividendos poderão ser provenientes de lucros acumulados de anos anteriores ou de reservas de capital. Tais lucros são calculados e pagos de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas e os dispositivos constantes no estatuto social de cada uma de nossas subsidiárias reguladas. Qualquer redução de capital que habilite o recebimento de distribuições por parte de nossos acionistas deverá ser submetida à aprovação prévia da ANEEL.

Operamos sem apólices de seguro contra catástrofes e responsabilidade civil.

Não possuímos seguro de responsabilidade civil que cubra acidentes e não solicitamos propostas relativas a este tipo de seguro. Ademais, não solicitamos proposta para - tampouco contratamos - cobertura de seguro contra catástrofes que possam afetar nossas instalações, tais como terremotos e inundações, risco de paralisação dos negócios ou falhas operacionais do sistema. Acidentes ou eventos catastróficos poderão afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais ou situação financeira. Vide “Item 10. Informações Adicionais – Seguro”.

Necessitaremos de recursos de curto prazo para pagar nossas obrigações e fornecer fundos para nossas atuais e esperadas aquisições.

Em 31 de dezembro de 2008, nossa dívida total era de R$6.511 milhões, dos quais R$1.197 milhões vencem em 2009. Necessitaremos de recursos em curto prazo para pagar ou refinanciar essas obrigações e fornecer fundos para nossas atuais e esperadas aquisições. Entretanto, não podermos garantir que seremos capazes de obter tais fundos de maneira tempestiva e nos montantes necessários ou a taxas competitivas, ou que teremos, de outra forma, dinheiro em caixa suplementar disponível para pagar completamente nossas obrigações ou financiar todas as nossas aquisições. Se não formos capazes de capitalizar fundos com sucesso, poderemos não ser capazes de quitar nossas dívidas ou satisfazer nossos compromissos de aquisição, incluindo a compra da Terna Participações S.A., e nosso programa de investimento poderá sofrer atrasos significativos, o que poderia prejudicar nosso negócio, condição financeira e perspectivas futuras.

Podemos incorrer em prejuízos relativos a processos judiciais pendentes.

Nossa empresa é ré em diversos processos judiciais de naturezas cível, administrativa, ambiental, tributária, dentre outros. Esses processos envolvem uma ampla gama de questões e visam à obtenção de montantes substanciais em dinheiro. Vários litígios individuais respondem por uma parcela significativa do valor total dos processos movidos contra a nossa empresa. Nossas demonstrações financeiras consolidadas incluem reservas atinentes a processos judiciais no valor total de R$390 milhões em 31 de dezembro de 2008 (excluindo as questões de natureza trabalhista) atinentes a prejuízos prováveis e razoavelmente estimados e despesas que poderemos incorrer no que se refere aos litígios pendentes. Na hipótese de nossas reservas legais se revelarem insuficientes, o pagamento dos processos em valor que exceda os valores reservados poderia causar um efeito adverso em nosso negócio, resultados operacionais ou situação financeira.

Disputas trabalhistas, greves e/ou interrupções de trabalho poderão ter um impacto negativo sobre o nosso negócio.

Praticamente todos os nossos empregados estão abrangidos pela legislação trabalhista brasileira aplicável a empregados do setor privado. Celebramos acordo coletivo com sindicatos que representam a maioria de nossos empregados.

Estamos nos defendendo atualmente em uma quantidade de reclamações trabalhistas instauradas por nossos empregados que se referem, de forma geral, a remuneração de hora extra e de adicional de periculosidade. Também somos parte de ações relacionadas à terceirização de mão-de-obra, instauradas pelos empregados de nossos contratantes e subcontratantes exigindo o pagamento de obrigações trabalhistas pendentes. Em 31 de dezembro de 2008, nossas ações trabalhistas totalizavam, aproximadamente, R$193,8 milhões e, nessa data, possuíamos uma provisão de aproximadamente R$82 milhões, relacionada ao resultado desfavorável que prevemos em tais reclamações. Para informações mais pormenorizadas sobre processos trabalhistas, vide "Item 8. Informações Financeiras - Processos Judiciais - Obrigações Trabalhistas".

Não enfrentamos nenhuma perturbação trabalhista relevante nos últimos sete anos, apesar de em 2006 três interrupções laborais terem ocorrido, em 2007, quatro interrupções laborais terem ocorrido, e em 2008, uma interrupção laboral de menor relevância ter ocorrido. Nossas operações poderão ser interrompidas por distúrbios trabalhistas no futuro. Não possuímos seguro contra perdas incorridas em decorrência de interrupções de atividades causadas por ações trabalhistas. Na hipótese de greve, poderemos enfrentar uma perda de receita imediata.

Disputas contratuais, greves, reclamações ou outros tipos de conflitos atinentes a nossos empregados ou a sindicatos que os representem, poderão causar efeito adverso sobre o nosso negócio, resultados operacionais ou situação financeira e sobre nossa capacidade de manter os níveis normais de serviço ou operar nosso negócio da maneira que nossos consumidores esperam.

Os acionistas estrangeiros poderão não ser capazes de executar sentenças contras nossos conselheiros ou diretores.

Todos os nossos conselheiros e diretores indicados neste relatório anual residem no Brasil. Substancialmente todos os nossos ativos, bem como os bens dessas pessoas, estão localizados no Brasil. Em decorrência de tal fato, talvez não seja possível aos acionistas estrangeiros citar nos Estados Unidos ou em outras jurisdições fora do Brasil essas pessoas, penhorar seus bens ou executar contra elas ou nossa empresa, nos tribunais dos Estados Unidos ou nos tribunais de outras jurisdições fora do Brasil, sentenças proferidas com base nas disposições de responsabilidade civil das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos ou das leis de tais outras jurisdições. Vide "Item 10. Informações Adicionais – Dificuldades em Impor as Responsabilidades Civis junto a Pessoas que não sejam Norte-Americanas".

O controle efetivo da CEMIG está sujeito a contestação judicial.

Em função da compra, em 1997, de aproximadamente 33% de nossas ações ordinárias pela Southern Electric Brasil Participações Ltda., ou Southern, o Governo Estadual firmou acordo de acionistas com a Southern, outorgando-lhe controle sobre certas decisões societárias significativas. Em 1999, o Governo Estadual instaurou processo judicial buscando anular o acordo de acionistas com base em questões de constitucionalidade. Em agosto de 2001, após várias decisões e recursos, o Tribunal de Justiça de Minas Gerais declarou nulo o acordo de acionistas. Em dezembro de 2003, esta decisão foi objeto de recurso para o Superior Tribunal de Justiça, que manteve a decisão do Tribunal de Justiça de Minas Gerais. A decisão do Superior Tribunal de Justiça está sujeita a recurso, estando o controle efetivo da CEMIG, dessa forma, sujeito a contestação judicial ulterior perante o

Supremo Tribunal Federal. Para maiores informações, veja “Item 8. Informações Financeiras – Processos Judiciais – Acordo de Acionistas”.

Riscos Relativos ao Brasil

O Governo Federal exerce influência significativa sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem causar impacto direto sobre o nosso negócio.

O Governo Federal intervém com freqüência na economia do país, e ocasionalmente realiza mudanças significativas na política monetária, fiscal e regulatória. Nossos negócios, resultados operacionais e situação financeira poderão ser afetados adversamente por alterações das políticas governamentais, bem como por:

- flutuações da taxa de câmbio;
- inflação;
- instabilidade de preços;
- alterações das taxas de juros;
- política fiscal;
- demais acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que venham a afetar o Brasil ou os mercados internacionais;
- controle de fluxo de capitais; e
- limites ao comércio internacional.

As medidas do Governo Federal para manter a estabilidade econômica, bem como especulação acerca de quaisquer atos futuros do governo, poderão gerar incertezas na economia brasileira e aumentar a volatilidade do mercado de capitais doméstico, afetando adversamente nosso negócio, resultados operacionais ou situação financeira. Caso as situações política e econômica se deteriorem, poderemos enfrentar aumento de custos.

A inflação e certas medidas governamentais destinadas a controlá-la poderão contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil, podendo prejudicar nosso negócio e o valor de mercado de nossas ações, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

No passado, o Brasil experimentou altíssimas taxas de inflação. A inflação e algumas das medidas do Governo Federal tomadas na tentativa de combatê-la afetaram de forma negativa e significativa a economia brasileira. Desde a introdução do real, em 1994, a taxa de inflação no Brasil tem permanecido bem abaixo das verificadas em períodos anteriores. De acordo com o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, ou IPCA, as taxas de inflação anuais brasileiras em 2006, 2007 e 2008 foram 3,1%, 4,5% e 5,9%, respectivamente. Não se pode garantir de que a inflação permanecerá nestes níveis.

Medidas futuras a serem tomadas pelo Governo Federal, incluindo aumentos da taxa de juros, intervenção no mercado de câmbio e ações visando a ajustar ou fixar o valor do real, poderão acarretar aumentos da inflação e, por conseguinte, ter impactos econômicos adversos sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Caso o Brasil experimente inflação alta no futuro, talvez não consigamos ajustar as tarifas que cobramos de nossos clientes visando compensar os efeitos da inflação sobre nossa estrutura de custo.

Praticamente a totalidade de nossas despesas operacionais de caixa é denominada em reais e tendem a aumentar com a taxa de inflação vigente no Brasil. As pressões inflacionárias também poderão restringir nossa capacidade de acesso a mercados financeiros estrangeiros ou poderão levar ao aumento da intervenção do governo na economia, inclusive com a introdução de políticas governamentais que poderiam prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira ou afetar de maneira adversa o valor de mercado de nossas ações e, em conseqüência, de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, bem como o preço de mercado de nossas ações, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

A moeda brasileira desvalorizou-se periodicamente nas últimas quatro décadas. Ao longo deste período, o Governo Federal implementou vários planos econômicos e utilizou várias políticas cambiais, incluindo desvalorizações súbitas, minidesvalorizações periódicas durante as quais a freqüência de ajustes variou de diária a mensal, sistemas de taxa de câmbio flutuante, controles de câmbio e dois mercados distintos de câmbio. Embora os períodos prolongados de desvalorização da moeda brasileira em geral tenham correspondido à taxa de inflação no Brasil, a desvalorização ao longo de períodos mais curtos resultou em flutuações significativas da taxa de câmbio entre a moeda brasileira e o dólar dos Estados Unidos e moedas de outros países.

Em 2008, o real desvalorizou 30% frente ao dólar dos Estados Unidos, devido, em parte, à crise de crédito global e à desaceleração da economia. Entre 31 de dezembro de 2008 e 31 de maio de 2009, o real valorizou 15,0% em relação ao dólar dos Estados Unidos. Considerando a volatilidade que a economia global está enfrentando, não pode ser dada nenhuma garantia de que o real não desvalorizará novamente em relação ao dólar dos Estados Unidos. Em 31 de dezembro de 2008, a taxa de câmbio de compra ao meio-dia dólar dos Estados Unidos/real era de R$2,313 para US$1,00. Vide "– Taxas de Câmbio".

Em 31 de dezembro de 2008, aproximadamente 6,8% do total de nosso endividamento vindo de empréstimos, financiamentos e debêntures estava denominada em moedas que não o real (70,8% destes em dólares dos Estados Unidos). Se o real desvalorizar frente ao dólar dos Estados Unidos, nossas despesas financeiras relacionadas aumentarão e nossos resultados operacionais e condição financeira poderão ser adversamente afetados. Entretanto, 36,6% de nossas dívidas denominadas em moedas estrangeiras estão cobertas por *swaps* de moedas que convertem nossas obrigações de moeda estrangeira para reais. Nossas perdas em moedas estrangeiras aumentaram de R$12 milhões em 2007 para R$126 milhões em 2008. Entretanto, apesar da desvalorização do real frente ao dólar dos Estados Unidos em 2008, nossas receitas financeiras (despesas) em 2008 melhoraram de uma despesa de R$48 milhões em 2007 para uma receita de R$17 milhões em 2008.

Nós também celebramos alguns contratos de compra de energia que são denominados em dólar. Não podemos garantir que esses instrumentos derivados e os recursos oriundos de nossos contratos de compra denominados em dólar serão suficientes para evitar um efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira em caso de flutuações de taxa de câmbio desfavoráveis. Vide "Item 11. – Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado – Risco Cambial" para obter informações sobre nossa política de *hedge* de risco de taxa de câmbio.

Alterações nas condições econômicas e de mercado em outros países, em especial nos países da América Latina e nos países de mercado emergente, poderão afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, bem como o preço de mercado de nossas ações, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

O valor de mercado dos valores mobiliários de empresas brasileiras é afetado, em graus variáveis, por condições econômicas e de mercado existentes em outros países, incluindo outros países latino-americanos e países de mercado emergente. Embora as condições econômicas de tais países possam diferir significativamente das condições econômicas do Brasil, as reações dos investidores a acontecimentos nestes países poderão ter efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de emissores brasileiros. Crises em outros países de mercado emergente poderão diminuir o interesse de investidores nos valores mobiliários de emissores brasileiros, inclusive de nossa empresa. Uma conjuntura desse tipo também poderia tornar mais difícil o acesso no futuro, por nossa empresa, aos mercados de capitais e o financiamento de nossas operações em termos aceitáveis ou mesmo em quaisquer termos. Em função das características do setor elétrico brasileiro (o qual exige investimentos significativos em ativos operacionais) e em função de nossas necessidades de financiamento, se o acesso aos mercados de capitais e financeiros ficar limitado, poderemos enfrentar dificuldades para concluir nosso plano de investimento e para renegociar nossas obrigações, o que poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Instabilidades econômicas e políticas no Brasil poderão nos afetar.

Periodicamente, alegações acerca de condutas antiéticas ou ilegais são feitas em relação a figuras no governo brasileiro, incluindo legisladores e/ou representantes partidários. Em 2007, o primeiro ano do segundo

mandato de Lula, outros membros do governo foram acusados de praticar condutas corruptas, resultando na renúncia de um ministro e do presidente do senado. Caso esses eventos resultem em uma imagem negativa do Brasil por parte dos investidores, o valor de negociação de nossas ações, das ADSs de Ações Preferenciais e das ADSs de Ações Ordinárias poderia ser reduzido, prejudicando nosso acesso aos mercados internacionais. Adicionalmente, qualquer instabilidade política resultante desses eventos poderia fazer com que avaliássemos novamente nossas estratégias caso a economia brasileira viesse a ser afetada.

Riscos Relativos às Ações Preferenciais, ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias

As ações preferenciais e ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias não têm, de modo geral, direito de voto.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas e nosso Estatuto Social, detentores de ações preferenciais e, por conseqüência, de ADSs de ações preferenciais representando ações preferenciais, não têm direito de voto em nossas assembleias gerais, exceto em circunstâncias muito limitadas. Os detentores de ADSs de ações preferenciais poderão também enfrentar dificuldades para exercer certos direitos, incluindo direito limitado de voto. Em algumas circunstâncias, tais como omissão em fornecer ao depositário materiais de votação tempestivamente, os detentores de ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias poderão não ser capazes de votar mediante instruções ao depositário.

Controles e restrições cambiais sobre remessas ao exterior poderão prejudicar detentores de ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

O investidor poderá ser afetado adversamente pela imposição de restrições à remessa a investidores estrangeiros dos recursos gerados por seus investimentos no Brasil, assim como à conversão de reais em moedas estrangeiras. O Governo Federal impôs restrições à remessa, pelo prazo de aproximadamente três meses no final de 1989 e início de 1990. Restrições como essa prejudicariam ou impediriam a conversão de dividendos, distribuições ou produto de qualquer venda de ações preferenciais ou ordinárias de reais para dólares dos Estados Unidos e a remessa de dólares dos Estados Unidos para o exterior. Não podemos lhe garantir que o Governo Federal não tomará medidas similares no futuro. Vide "Item 3. Informações Chave. Taxas de Câmbio".

Mudanças nas leis tributárias brasileiras podem causar um impacto adverso nos tributos aplicáveis a uma disposição de nossas ações, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

A Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, traz a regra de que a disposição de recursos localizados no Brasil por um não-residente a tanto um residente no Brasil quanto a um não-residente é sujeita a tributação no Brasil, independente de esta disposição ocorrer fora ou dentro do Brasil. Esta provisão resulta na imposição de imposto de renda nos ganhos advindos da disposição de nossas ações preferenciais e ações ordinárias por um não-residente no Brasil a outro não-residente no Brasil. Não há nenhuma direção judicial relativa à aplicação da Lei nº 10.833 e, desta forma, somos incapazes de prever se as cortes brasileiras poderão decidir que ela se aplica a disposições de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias entre não-residentes no Brasil. Entretanto, na ocorrência de a disposição de recursos ser interpretada de modo a incluir uma disposição de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, essa lei tributária resultaria, conseqüentemente, na imposição de imposto de renda na fonte nas disposições de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias por um não-residente no Brasil a outro não-residente no Brasil.

Permutar ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias por ações que lhe são subjacentes poderá ter conseqüências desfavoráveis.

O custodiante brasileiro das ações preferenciais e ações ordinárias deverá obter certificado de registro eletrônico de capital estrangeiro do Banco Central para remeter dólares dos Estados Unidos ao exterior para pagamentos de dividendos, quaisquer outras distribuições em moeda ou quando da alienação das ações para remeter o produto da venda a ela relacionada. Se o investidor decidir permutar suas ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias pelas ações que lhe são subjacentes, terá direito de continuar a se valer, pelo prazo de cinco dias úteis a contar da data da permuta, do certificado de registro eletrônico do banco depositário, de modo a receber quaisquer recursos distribuídos com relação às ações. Subseqüentemente, o investidor talvez não seja capaz de obter e remeter dólares dos Estados Unidos ao exterior quando da alienação das ações ou distribuições atinentes às ações, a menos que obtenha seu próprio certificado de registro nos termos da Resolução nº 2.689, de 26 de janeiro de 2000, do Conselho Monetário Nacional, a qual permite a investidores estrangeiros realizar operações de compra e venda

nas bolsas de valores brasileiras. Caso o investidor não obtenha aludido certificado, ficará sujeito a tratamento fiscal menos favorável sobre ganhos em relação às ações preferenciais e ações ordinárias. Se o investidor tentar obter seu próprio certificado de registro, poderá incorrer em despesas ou experimentar atrasos significativos no processo de requerimento. A obtenção de certificado de registro envolve geração de documentação significativa, incluindo preenchimento e apresentação de vários formulários eletrônicos junto ao Banco Central e à Comissão de Valores Mobiliários (o órgão brasileiro que regula os valores mobiliários), ou CVM. A fim de concluir esse processo, o investidor usualmente necessitará de contratar um consultor ou advogado que tenha experiência em legislação do Banco Central e da CVM. Qualquer atraso na obtenção desse certificado poderia causar impacto desfavorável sobre sua capacidade de receber dividendos ou distribuições destinados às ações preferenciais ou ações ordinárias no exterior ou de receber repatriamento de seu capital de maneira tempestiva. Se o investidor decidir permutar novamente suas ações preferenciais ou ações ordinárias por ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, respectivamente, uma vez que tenha registrado seu investimento em ações preferenciais ou ações ordinárias, poderá depositar suas ações preferenciais ou ações ordinárias junto ao custodiante e se valer do certificado de registro do banco depositário, observadas certas condições. Vide “Item 10. Informações Adicionais – Tributação – Condições Fiscais Brasileiras”.

Não podemos lhe garantir que o certificado de registro do banco depositário ou qualquer certificado de registro de capital estrangeiro obtido pelo investidor não virá a ser afetado por futuras mudanças legislativas ou regulatórias, nem que restrições adicionais brasileiras aplicáveis ao investidor, à alienação das ações preferenciais subjacentes ou à repatriação do produto da alienação não poderiam ser impostas no futuro.

A relativa volatilidade e falta de liquidez dos mercados de valores mobiliários brasileiros poderão prejudicar nossos acionistas.

Investir em valores mobiliários da América Latina, tais como as ações preferenciais, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, envolve grau de risco mais elevado do que investimento em valores mobiliários de emissores de países com um cenário político e econômico mais estável, sendo esses investimentos, de modo geral, considerados de natureza especulativa. Esses investimentos estão sujeitos a certos riscos econômicos e políticos, tais como, entre outros:

- mudanças dos cenários normativo, fiscal, econômico e político que possam afetar a capacidade de investidores de receber pagamento, no todo ou em parte, relacionado a seus investimentos; e

- restrições a investimento estrangeiro e repatriação de capital investido.

O mercado de valores mobiliários brasileiro é significativamente menor, menos líquido, mais concentrado e mais volátil do que os principais mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos. Isso poderá limitar substancialmente a capacidade de o investidor de vender as ações subjacentes a suas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias pelo preço e no prazo que V.S.a deseja. A BM&F BOVESPA – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, única bolsa de valores do Brasil em que ações são negociadas, teve capitalização bursátil de aproximadamente US$1,4 trilhões em 31 de dezembro de 2008 e média diária de volume de negociações de aproximadamente US$2,5 bilhões em 2008. Em termos comparativos, as empresas operacionais listadas na Bolsa de Valores de Nova York, ou NYSE, tiveram uma capitalização bursátil de aproximadamente US$15 trilhões em 31 de dezembro de 2008 e média diária de volume de negociações de aproximadamente US$110,9 bilhões em 2008.

Os acionistas poderão receber pagamentos reduzidos de dividendos, caso nosso lucro líquido não alcance certos níveis.

Nos termos de nosso Estatuto Social, devemos pagar aos nossos acionistas dividendo anual obrigatório igual a, pelo menos, 50% de nosso lucro líquido para o exercício social anterior, com base em nossas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, tendo os detentores de ações preferenciais prioridade no pagamento. O Estatuto Social de nossa empresa também prescreve que o dividendo anual obrigatório que devemos pagar a detentores de nossas ações preferenciais equivalente a, pelo menos, o que for maior entre 10% do valor nominal de nossas ações ou 3% do valor contábil de nossas ações, sendo que o pagamento baseado em 50% de nosso lucro líquido não poderá ultrapassar este montante. Caso não apresentemos lucro líquido ou nosso lucro líquido seja insuficiente em determinado exercício social, nossa administração poderá recomendar à assembleia geral ordinária do exercício em questão que o pagamento do dividendo obrigatório não deverá ser efetuado. Entretanto, nos termos da garantia prestada pelo Governo Estadual, nosso acionista controlador, dividendo mínimo anual de 6% do valor nominal será, de qualquer modo, devido a todos os detentores de ações ordinárias e

ações preferenciais emitidas até 5 de agosto de 2004 (que não sejam detentores públicos e governamentais) caso as distribuições obrigatórias não tenham sido realizadas em determinado exercício social. Vide "Item 8. Informações Financeiras. Política e Pagamentos de Dividendos" para explanação pormenorizada.

Detentores de ADSs de ações preferenciais e de ADSs de ações ordinárias e detentores de nossas ações possuem direitos de acionistas não tão bem caracterizados quanto os detentores de ações de companhias dos Estados Unidos.

Nossa governança corporativa, exigências de divulgação de informações e práticas contábeis aplicáveis a empresas brasileiras são regidas por nosso Estatuto Social e pela Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, que poderão diferir dos princípios legais que se aplicariam caso nossa empresa tivesse sido constituída em jurisdição dos Estados Unidos, tais como Delaware ou Nova York, ou em outras jurisdições fora do Brasil. Os direitos de V.S.a de proteger seus interesses frente a deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração ou pelo nosso acionista controlador poderão não ser tão bem caracterizados e garantidos por normas estabelecidas e precedentes judiciais quanto seriam ao amparo das leis de certas jurisdições fora do Brasil.

Embora a legislação brasileira imponha restrições à negociação com base em informações privilegiadas e manipulação de preços, o mercado de valores mobiliários brasileiro não é tão intensamente regulamentado e fiscalizado quanto o mercado de valores mobiliários dos Estados Unidos ou mercados localizados em outras jurisdições. Ademais, normas e políticas contra *self-dealing* e referentes à preservação de direitos de acionistas poderão não ser tão bem desenvolvidas e cumpridas no Brasil quanto seriam nos Estados Unidos, desfavorecendo potencialmente detentores de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

Ações qualificadas para venda futura poderão prejudicar o preço de mercado de nossas ações e das ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

A venda de número significativo de ações, ou a percepção de que aludida venda poderia ocorrer, poderia afetar adversamente o preço vigente de nossas ações, das ADSs de ações preferenciais e das ADSs de ações ordinárias no mercado. Em conseqüência da emissão de novas ações ou venda de ações por parte dos acionistas existentes, o preço de mercado de nossas ações e, por extensão, das ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, poderá diminuir de maneira significativa.

O investidor poderá não ser capaz de exercer direitos de preferência no que toca aos nossos valores mobiliários.

O investidor poderá não ser capaz de exercer os direitos de preferência atinentes às ações subjacentes às suas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, a menos que termo de registro ao amparo do *Securities Act* de 1933 dos Estados Unidos e alterações posteriores estejam em vigor no que diz respeito a esses direitos ou seja aplicável isenção das exigências de registro do *Securities Act*. Não estamos obrigados a apresentar termo de registro para as ações referentes a esses direitos de preferência e não podemos lhe garantir que apresentaremos tal termo de registro. A menos que apresentemos termo de registro ou a menos que se aplique isenção de registro, talvez o investidor receba apenas o produto líquido da venda de seus direitos de preferência efetuada pelo depositário, sendo que, se os direitos de preferência não puderem ser vendidos, eles poderão caducar.

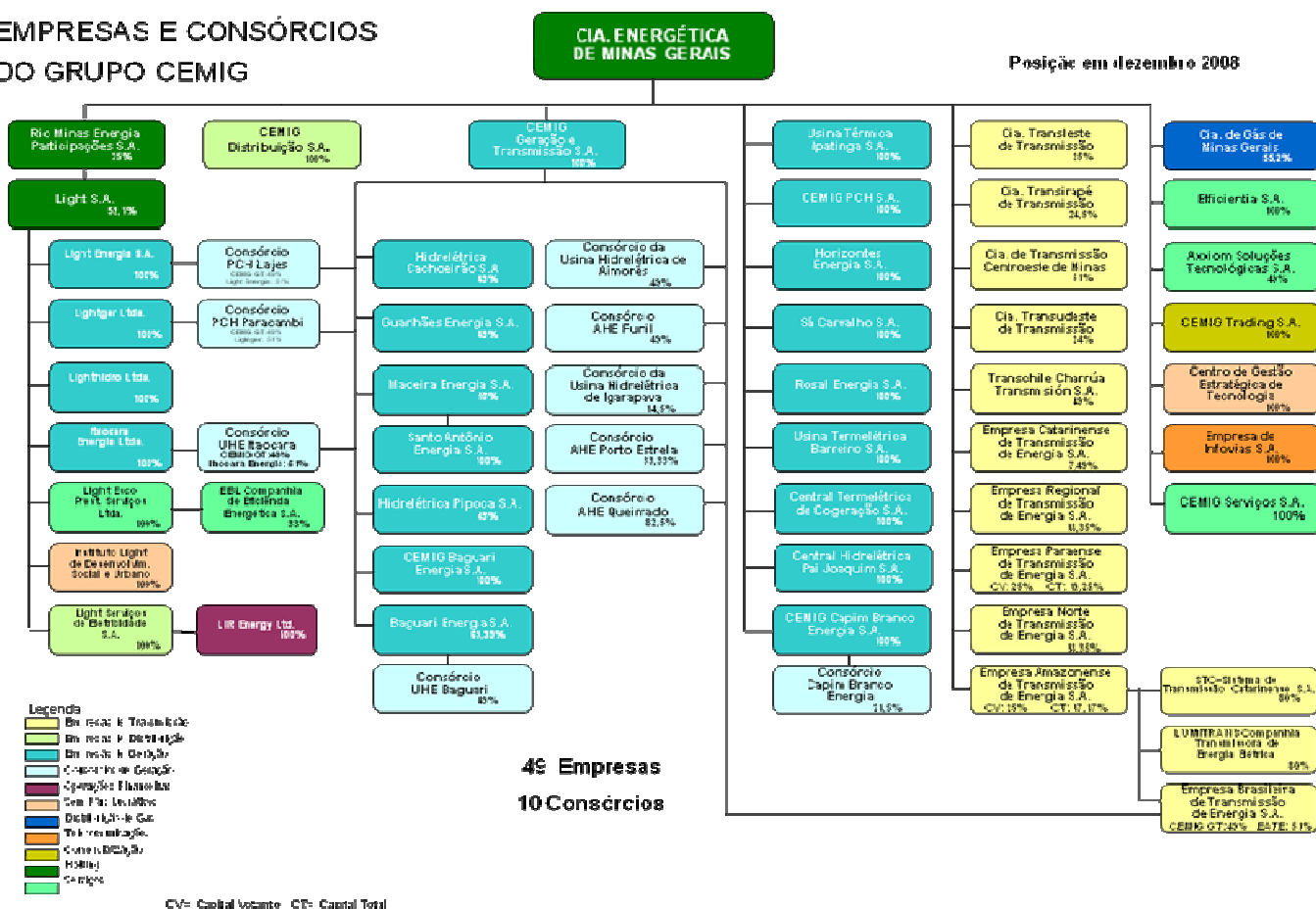
Item 4. Informações sobre a Companhia

Constituição e Histórico

Fomos constituídos em Minas Gerais em 22 de maio de 1952 como sociedade de economia mista com responsabilidade limitada e prazo indeterminado de duração, de acordo com a Lei Estadual de Minas Gerais nº 828, de 14 de dezembro de 1951, e o regulamento que a implementou, o Decreto Estadual de Minas Gerais nº 3.710, de 20 de fevereiro de 1952. Nossa denominação social é Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, mas também somos conhecidos como CEMIG. Nossa sede social está estabelecida na Avenida Barbacena, 1.200, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil. Nosso principal número de telefone é (55-31) 3506-3711.

Com o fim de atender disposições legais e regulatórias pelas quais fomos obrigados a proceder à desverticalização de nossos negócios verticalmente integrados, em 2004 constituímos duas subsidiárias integrais da CEMIG - Cemig Geração e Transmissão S.A., aqui designada como Cemig Geração e Transmissão, e Cemig

Distribuição S.A., aqui designada como Cemig Distribuição. A Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição foram criadas para realizar as atividades de geração e transmissão, e distribuição de eletricidade, respectivamente. Exceto quando indicado de outra forma, este processo está substancialmente completo. O quadro a seguir apresenta nossa estrutura societária em 31 de dezembro de 2008.

Desde 31 de dezembro de 2008, não houve mudanças relevantes em nossa estrutura societária apresentada no quadro abaixo. As mudanças relevantes esperadas para ocorrerem em um futuro próximo são relacionadas à aquisição da companhia de transmissão Terna Participações S.A. e das participações em três usinas eólicas. Estas aquisições ainda estão sujeitas e aprovações regulamentares e outras condições. Vide "– Desenvolvimentos Recentes".

As subsidiárias a seguir descritas eram as nossas principais subsidiárias consolidadas em nossas demonstrações financeiras relativas e para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008:

- Cemig Geração e Transmissão S.A., ou Cemig Geração e Transmissão (participação de 100%), que realiza atividades geração e transmissão, e está em operação desde 1º de janeiro de 2005.

- Cemig Distribuição S.A., ou Cemig Distribuição (participação de 100%), que realiza atividades de distribuição de energia, e está em operação desde 1º de janeiro de 2005.

- Sá Carvalho S.A. (participação de 100%), que gera e vende energia elétrica, e detém a concessão para operar a Usina Hidrelétrica Sá Carvalho, com capacidade instalada de 78MW. A usina iniciou suas operações em 1951 e sua concessão é válida até dezembro de 2024, mas pode ser porrogada por um período de até 20 anos. A CEMIG adquiriu o controle acionário da Sá Carvalho S.A. junto à Acesita S.A. em dezembro de 2000.

- Rosal Energia S.A. (participação de 100%), que gera e vende energia elétrica, e detém a concessão para operar a usina hidrelétrica Rosal, com capacidade instalada de 55MW. Sua concessão é válida até maio de 2032, e pode ser estendida por um período de até 20 anos. A companhia foi constituída em outubro de 1999 e a usina iniciou suas operações em 30 de dezembro de 1999. A CEMIG adquiriu 100% das ações da Rosal Energia S.A. do Grupo Rede em dezembro de 2004.

- Usina Térmica Ipatinga S.A. (participação de 100%), que é uma sociedade de propósito específico gerando e vendendo energia elétrica na usina termelétrica e a vapor de Ipatinga, com capacidade instalada de 40MW. Esta companhia foi constituída em agosto de 2000, suas operações foram iniciadas em 1986, e está emprestada, sem custos, para a CEMIG, por 15 anos, até dezembro de 2014.

- Horizontes Energia S.A. (participação de 100%), que gera e vende energia elétrica como uma produtora independente de energia, ou PIE,, nas usinas hidrelétricas de Machado Mineiro e Salto Paraopeba, localizadas no Estado de Minas Gerais, e nas usinas hidrelétricas de Salto Voltão e Salto do Passo Velho, localizadas no Estado de Santa Catarina, com capacidade total instalada de 14,1MW. A companhia foi constituída em abril de 2001.

- Usina Termelétrica Barreiro S.A. (participação de 100%), que é uma produtora independente de energia, ou PIE, que gera e vende energia elétrica proveniente da usina termelétrica Barreiro, com capacidade instalada de 12,9MW. A companhia foi constituída em abril de 2001 e suas operações fora iniciadas em fevereiro de 2004, com sua concessão válida até 2023.

- Central Termelétrica de Cogeração S.A. (participação de 100%), que operou a usina termelétrica Barreiro, mas atualmente é uma empresa não-operacional, uma vez que a operação da usina foi posteriormente transferida à companhia Usina Termelétrica Barreiro S.A. A Central Termelétrica de Cogeração S.A. foi constituída em julho de 2002.

- Cemig PCH S.A. (participação de 100%), é uma PIE que opera a pequena central hidrelétrica de Pai Joaquim de 23 MW e vendendo a energia produzida. A companhia foi constituída em outubro de 2001 e suas operações forma iniciadas em março de 2004 sob uma autorização que é válida até abril de 2032.

- Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. (participação de 100%), que opera a pequena central hidrelétrica Pai Joaquim, entretanto atualmente é uma empresa não-operacional após tal usina ser posteriormente transferida para a Cemig PCH S.A. A Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. foi constituída em julho de 2002.

- Cemig Capim Branco Energia S.A. (participação de 100%), que opera as duas usinas do complexo de geração Capim Branco, por meio do Consórcio Capim Branco Energia. O complexo, renomeado como Complexo Amador Aguiar, tem capacidade potencial total instalada de 450 MW. A companhia foi constituída em maio de 2001 e a usina de Capim Branco I iniciou suas operações em fevereiro de 2006, e Capim Branco II em março de 2007. As concessões são válidas até agosto de 2036.

- Cemig Baguari Energia S.A. (participação de 100%), que atua como um veículo de participação da CEMIG no consórcio da Usina Hidrelétrica de Baguari, operando a Usina Hidrelétrica de Baguari. Esta companhia foi constituída em julho de 2006 e a CEMIG posteriormente decidiu tomar parte no consórcio através da companhia Baguari Energia S.A.

- Cemig Trading S.A. (participação de 100%), que comercializa energia elétrica e foi constituída em julho de 2002.

- Efficientia S.A. (participação de 100%), que presta serviços de eficiência e otimização energéticas, consultoria e soluções, bem como serviços de operação e manutenção de instalações de fornecimento de energia. A companhia foi constituída em janeiro de 2002.

- Empresa de Infovias S.A. (participação de 100%), que presta serviços de telecomunicações e atividades relacionadas, por meio de redes multi-serviços que utilizam cabos de fibra ótica, cabos

coaxiais e outros equipamentos eletrônicos. A companhia foi constituída em janeiro de 1999, e em 2002, a CEMIG adquiriu uma participação na Empresa de Infovias S.A., detida pela AES.

Nossas demonstrações financeiras consolidadas para os anos findos em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006 incluem os resultados financeiros da CEMIG e de todas as suas subsidiárias (operacionais e pré-operacionais) descritas acima. (Vide Notas 2 e 9 das demonstrações financeiras consolidadas.) Em 31 de dezembro de 2008, os seguintes investimentos não eram consolidados:

- Rio Minas Participações S.A., ou RME (participação de 25,0%), é acionista controladora da Light S.A., com uma participação de 52,13% do total de seu capital. As principais companhias controladas da Light S.A. são a Light Energia, geradora de energia elétrica, a Light Serviços de Eletricidade S.A., distribuidora de energia elétrica e a Light Esco Ltda., que opera na comercialização de energia elétrica e eficiência energética. A RME foi constituída em março de 2006.

- Companhia de Gás de Minas Gerais – Gasmig (controle compartilhado, participação de 55,19%),que adquire, transporta, distribui e vende gás natural. A Gasmig foi constituída em julho de 1986 e em dezembro de 2004, a CEMIG alienou 40% de sua participação na Gasmig para a Petrobrás e Gaspetro, tendo celebrado com estas um acordo de acionistas. A Gasmig detém uma concessão para a distribuição de gás canalizado em todo o Estado de Minas Gerais por um período de 30 anos, a partir de janeiro de 1993, e este período pode ser prorrogado.

- Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A., ou ETEP (controle compartilhado, participação de 19,25%), que é a detentora de uma concessão de serviços públicos de transmissão de energia elétrica para a linha de transmissão iniciada na Subestação de Tucuruí e finalizada na Subestação Vila do Conde no Estado do Pará. A companhia foi constituída em março de 2001 e a CEMIG adquiriu sua participação na ETEP em agosto de 2006.

- Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A., ou ENTE (controle compartilhado, participação de 18,35%), que é a detentora de uma concessão de serviços públicos de transmissão de energia elétrica, para duas linha de transmissão de 500 kV, sendo a primeira iniciada na Subestação de Tucuruí e finalizada na Subestação Marabá no Estado do Pará, e a segunda da Subestação de Marabá para a Subestação de Açailândia no Estado do Maranhão. A companhia foi constituída em setembro de 2002 e a CEMIG adquiriu sua participação na ENTE em agosto de 2006.

- Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A., ou ERTE (controle compartilhado, participação de 18,35%), que é a detentora de uma concessão de serviços públicos de transmissão de energia elétrica para a linha de transmissão de 230 kV iniciada na Subestação Vila do Conde e finalizada na Subestação Santa Maria no Estado do Pará. A companhia foi constituída em setembro de 2002 e a CEMIG adquiriu sua participação na ERTE em agosto de 2006.

- Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A., ou EATE (controle compartilhado, participação de 17,17%), que é a detentora de uma concessão de serviços públicos de transmissão de energia elétrica para a linha de transmissão de 500 kV entre as subestações setorizadas de Tucuruí, Marabá, Imperatriz, Presidente Dutra e Açailândia. A companhia foi constituída em março de 2001, e a CEMIG adquiriu sua participação na EATE em agosto de 2006.

- Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A., ou ECTE (controle compartilhado, participação de 7,50%), que é a detentora de uma concessão de serviços públicos de transmissão de energia elétrica para a linha de transmissão de 525 kV iniciada na Subestação Campos Novos e finalizada na Subestação de Blumenau no Estado de Santa Catarina. A companhia foi constituída em agosto de 2000, e a CEMIG adquiriu sua participação na ECTE em agosto de 2006.

- Companhia de Transmissão Centroeste de Minas (controle compartilhado, participação de 51,00%). que atua na construção, implementação, operação e manutenção da linha de transmissão de 345 kV entre a subestação da usina hidrelétrica de Furnas e uma subestação localizada em Pimenta. A companhia foi constituída em outubro de 2004 e o período da concessão da linha de transmissão Furnas-Pimenta é de 30 anos, a partir de março de 2005, e poderá ser estendida até 2065.

- Companhia Transleste de Transmissão (participação de 25,0%), construiu e opera a linha de transmissão de 345 kV ligando uma subestação em Montes Claros à subestação da usina hidrelétrica de Irapé. Esta companhia foi constituída em outubro de 2003 e iniciou suas operações em dezembro de 2005. O período de concessão da linha de transmissão Irapé-Montes Claros é de 30 anos, a partir de fevereiro de 2004, e poderá ser prorrogado até 2064.

- Companhia Transudeste de Transmissão (participação de 24,0%), que construiu, opera e realiza a manutenção da linha de transmissão de 345 kV que vai de Itutinga a Juiz de Fora. A companhia foi constituída em outubro de 2004 e iniciou suas operações em fevereiro de 2007. O período de concessão da linha de transmissão Itutinga-Juiz de Fora é de 30 anos, a partir de março de 2005 e poderá ser prorrogado até 2065.

- Companhia Transirapé de Transmissão (participação de 24,5%), que construiu, opera e realiza a manutenção da linha de transmissão de 230 kV Irapé-Araçuaí. A companhia foi constituída em dezembro de 2004 e iniciou suas operações em maio de 2007. O período de concessão da linha de transmissão é de 30 anos, a partir de março de 2005 e poderá ser prorrogado até 2065.

- Transchile Charrúa Transmisión S.A. (participação de 49%), que atua na construção, operação e manutenção da linha de transmissão de 220 kV Charrúa–Nueva Temuco, no Chile. Esta companhia foi constituída em julho de 2005. O período de concessão da linha é de 20 anos, a partir de maio de 2005 e poderá ser prorrogado por igual período.

- Baguari Energia S.A. (controle compartilhado, participação de 69.39%), que é uma sociedade de propósito específico constituída em abril de 2008 para operar a concessão de geração hidrelétrica da usina hidrelétrica Baguari (140 MW), por meio do Consórcio AHE Baguari, no qual possui 49% de participação. O período da concessão é de 35 anos, a partir de agosto de 2006.

- Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (participação de 49%), construiu e opera a pequena central hidrelétrica Cachoeirão (PCH), no Rio Manhuaçu, nos municípios de Pocrane e Alvarenga, no Estado de Minas Gerais, com capacidade instalada de 27MW. Esta companhia foi constituída em janeiro de 2007 e iniciou suas operações em dezembro de 2008. Seu período de concessão é de 30 anos, a partir de julho de 2000.

- Axxiom Soluções Tecnológicas S.A. (participação de 49%), que presta serviços completos de implementação e gestão de sistemas para empresas do setor de energia elétrica (geração, transmissão e distribuição). A companhia foi constituída em 27 de agosto de 2007 e iniciou suas operações no segundo semestre de 2008.

- Hidrelétrica Pipoca S.A. (participação de 49%), que atua na construção, operação e venda da energia elétrica gerada pela usina hidrelétrica Pipoca, no Rio Manhuaçu, nos municípios de Caratinga e Ipanema. A companhia foi constituída em junho de 2004 e a CEMIG adquiriu sua participação em maio de 2008. A usina possui capacidade instalada de 20 MW, com início das operações previsto para maio de 2010. Seu período de autorização é de 30 anos, a partir de setembro de 2001.

- Guanhães Energia S.A. (controle compartilhado, participação de 49%), que atua na construção e operação das pequenas centrais hidrelétricas de Dores de Guanhães, Senhora do Porto e Jacaré, no município de Dores de Guanhães, e da usina Fortuna II, nos municípios de Guanhães e Virginópolis, com capacidade total de 44 MW. Esta companhia foi constituída em junho de 2006 e a CEMIG adquiriu sua participação em outubro de 2007. O início das operações está planejado para ocorrer em 2010. O período da autorização para as pequenas centrais hidrelétricas é de 30 anos.

- Madeira Energia S.A. – MESA (participação de 10%), que é uma sociedade de propósito específico, constituída em agosto de 2007 para construir, operar e realizar a manutenção da usina hidrelétrica de Santo Antônio, por meio de sua subsidiária integral, Santo Antônio S.A.. A usina está sendo construída na bacia do Rio Madeira, na região Norte do Brasil. Ela terá capacidade de geração de 3.150 MW, e espera-se que o início das operações ocorra em 2012. Seu período de concessão é de 35 anos, a partir de junho de 2008.

- Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A., ou EBTE (participação de 49%), constituída na forma de sociedade de propósito específico para construir, operar e realizar a manutenção do projeto de transmissão de 230 kV relacionado à linha de transmissão de duplo circuito Juína-Maggi, com 134 milhas; à linha de transmissão de duplo circuito Maggi-Juína, com 144 milhas; a linha de transmissão de duplo circuito Maggi-Parecis, com 66 milhas; a linha de transmissão de circuito simples nova Mutum-Sorriso-Sinop, de 138 milhas; e as duas novas subestações de 230-138 kV de Parecis e Juína, com a finalidade de transmitir a energia elétrica gerada hidraulicamente pelos complexos Dardanelos e Juruena, bem como para reforçar o sistema de transmissão regional. O início da operação está prevista para junho de 2010.

- Cemig Serviços S.A. (participação de 100%), que foi constituída em abril de 2008 para prestar serviços relacionados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Em 03 de julho de 2008, o Conselho de Administração da CEMIG autorizou a Cemig Geração e Transmissão a adquirir 49% de participação na Usina Hidrelétrica de Itaocara e nas Pequenas Centrais Hidrelétricas de Paracambi e Lajes, bem como a integrar o Consórcio UHE Itaocara, em parceria com a Itaocara Energia Ltda., o Consórcio PCH Paracambi, em parceria com a Lightger Ltda., e do Consórcio PCH Lajes, em parceria com a Light Energia S.A. O objetivo de cada um dos consórcios é o mesmo: produzir estudos técnicos e de viabilidade, bem como o planejamento, construção, operação e manutenção das respectivas usinas. Em 31 de dezembro de 2008, nenhuma atividade de construção havia sido iniciada com relação a tais projetos e todos ainda estavam em fase de planejamento.

Por intermédio de nossas subsidiárias, acreditamos que somos a maior concessionária integrada de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica do Brasil. Operamos nossos negócios de geração, transmissão e distribuição de acordo com contratos de concessão celebrados com o Governo Federal. Somos parte em contratos de concessão com a ANEEL, que consolidam nossas várias concessões de geração em um único contrato e nossas várias concessões de distribuição em quatro concessões de distribuição cobrindo as regiões norte, sul, leste e oeste de Minas Gerais. Também somos parte em um novo contrato de concessão com a ANEEL relativo às nossas operações de transmissão. Em decorrência do processo de desverticalização, a ANEEL aprovou a transferência de nossas concessões para serviços de distribuição para a Cemig Distribuição a transferência de nossa concessão para serviços de transmissão para a Cemig Geração e Transmissão em 16 de setembro de 2005. Em 22 de outubro de 2008, a ANEEL aprovou a transferência de nossa concessão de geração para a Cemig Geração e Transmissão.

Em 31 de dezembro de 2008, gerávamos energia elétrica em 53 usinas hidrelétricas, quatro usinas termelétricas e uma usina eólica, perfazendo uma capacidade instalada total de 6.580MW. Na mesma data, detínhamos e operávamos 3.081 milhas de linhas de transmissão e 281.756 milhas de linhas de distribuição. Detemos concessões para distribuição de energia elétrica em 96,7% do território de Minas Gerais.

O setor elétrico brasileiro passou por extensa reestruturação regulatória, em conseqüência da qual nossos negócios de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica estão e continuarão a estar sujeitos a aumento de concorrência. Para uma descrição mais pormenorizada sobre alterações regulatórias que afetam nossos negócios, vide "– O Setor Energético Brasileiro".

De acordo com a legislação estadual de Minas Gerais, nosso estatuto social foi alterado em 1984 de forma a nos permitir participar de uma gama mais ampla de atividades relativas ao setor de energia por intermédio de companhias separadas. Em 1986, criamos a Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG, ou Gasmig, como subsidiária encarregada da distribuição de gás natural por meio de gasodutos localizados em Minas Gerais, da qual vendemos uma participação de 40% em 2004.

Alterações adicionais na legislação estadual de Minas Gerais promulgadas em 1997 nos autorizaram a participar de atividades não relacionadas à energia elétrica que possam ser realizadas com uso de nossos ativos operacionais. Em janeiro de 1999, constituímos a Empresa de Infovias S.A., prestadora de serviços de telecomunicações, através de uma *joint-venture* com a AES Força Empreendimentos Ltda., parte do grupo AES Corporation. Em 2002, adquirimos a participação da AES Força Empreendimentos Ltda. na Empresa de Infovias S.A. Também prestamos serviços de consultoria e firmamos contratos de consultoria com companhias de energia elétrica em vários países.

Desenvolvimentos Recentes

Em 28 de maio de 2009, nossos acionistas aprovaram a celebração de um contrato de compra e venda de ações entre a Cemig Geração e Transmissão e a Terna – Rete Ellettrica Nazionale S.p.A., ou Terna S.p.A., para a aquisição de aproximadamente 82,27% do capital votante e 65.86% do capital total da Terna Participações S.A., ou Terna, por aproximadamente R$2.330,5 milhões.

A Terna é uma *holding* que detém participações em seis sociedades de transmissão de energia elétrica com operações em onze Estados brasileiros. As subsidiárias da Terna incluem a Transmissora Sudeste Nordeste S.A., ou TSN; Novatrans Energia S.A.; Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A., ou ETEO; Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A., ou ETAU; Brasnorte Transmissora de Energia S.A.; e Terna Serviços Limitada; as quais, conjuntamente, controlam sobre mais de 2.069 milhas de linhas de transmissão.

O fechamento da aquisição e o pagamento do preço de compra estão previstos para o dia 30 de setembro de 2009 ou data posterior, e a Cemig Geração e Transmissão deverá, uma vez concluído o fechamento, conduzir uma oferta pública de aquisição obrigatória com relação às ações em circulação da Terna, pelo mesmo preço de compra e sujeita às mesmas condições aplicadas à aquisição das ações junto à Terna S.p.A. (com um valor estimado de aproximadamente R$1.207,8 milhões), conforme exigido pela Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, pela estatuto social da Terna, pela Instrução CVM nº 361/2002 e pelo Nível 2 de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de São Paulo. A aquisição está sujeita à aprovação das autoridades concorrenciais Brasileiras e à renúncia a direitos por parte de instituições financeiras de garantias às quais a CEMIG e a Terna estão sujeitas em relação aos seus endividamentos.

Em 5 de fevereiro de 2009, a Cemig Geração e Transmissão assinou um contrato de aquisição de ações com a Energimp S.A. para adquirir 49% de participação em três usinas eólicas localizadas no Estado do Ceará, Brasil, pelo montante de R$213 milhões (a ser ajustado na conclusão da operação). As três usinas eólicas, denominadas UEE Praias de Parajurú, UEE Praia do Morgado e UEE Volta do Rio, deverão estar em operação no segundo semestre de 2009 e têm capacidade instalada total de 99,6MW. A aquisição está sujeita à aprovação da ANEEL, pela Caixa Econômica Federal, pela Eletrobrás e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica, ou CADE.

Investimento na Light

Por meio da Rio Minas Participações S.A., ou RME, detemos também participação acionária indireta de 13,03% na Light S.A., ou Light, que gera, transmite e distribui energia elétrica no Rio de Janeiro. Em 28 de março de 2006, a RME assinou um contrato com a EDF International S.A., ou EDFI, para comprar junto à EDFI 88,84% de suas ações na Light, que representavam 79,39% do capital total registrado da Light no momento da compra.

Em 16 de maio de 2007 o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES, que detinha debêntures conversíveis emitidas pela *Light*, exerceu sua opção e converteu 90% das debêntures conversíveis em ações. Como resultado desta conversão, representando aproximadamente R$713 milhões, o BNDES tornou-se possuidor de 31,44% do capital total da *Light*, reduzindo, desta forma, a participação societária da RME de 79,39% para 54,17%. Em 26 de outubro de 2007, o BNDES converteu os 10% remanescentes de suas ações conversíveis em ações da Light, passando a deter 33,69% do capital total da Light, representando uma diluição da participação da RME na Light de 54,17% para 52,25% (2,7% através de sua subsidiária integral Lidil Comercial Ltda.).

No segundo trimestre de 2008, a CEMIG reconheceu como receita R$82,7 milhões, referente a uma compensação financeira a ser paga pelos outros acionistas da RME pela renúncia da CEMIG de seu direito de exercer uma opção de compra da participação sobre os ativos de geração da Light detida pelos outros sócios da RME, tendo sido tal opção adquirida pela CEMIG por um valor acordado. Um acionista da RME realizou o pagamento integral, nos termos de sua parcela no acordo, em julho de 2008, e os demais farão o pagamento em um período máximo de nove anos, sendo tais valores reajustados com base na taxa SELIC acrescida de 1,00% ao ano. Os pagamentos à CEMIG pelos demais acionistas devem corresponder a, no mínimo, 10,00% dos dividendos pagos pela Light a tais acionistas anualmente.

Reconhecemos nossa participação na Light como um investimento e registramos R$132 milhões em receita advinda de nosso investimento na Light, em 2008.

Atividades da Light

As principais atividades da Light são:

- Geração – utilizando a energia hidroelétrica dos rios Paraíba do Sul e Ribeirão das Lajes, com capacidade máxima total de 855 MW.
- Distribuição de energia – servindo uma área total de 4.236 milhas quadradas do Estado do Rio de Janeiro, suprindo 3,6 milhões de consumidores, representando aproximadamente 10 milhões de pessoas em 31 municípios e faturando um total de 18.292 GWh em 2008.
- Comercialização de energia – operando no ACL e lidando com fontes alternativas de energia.
- Serviços de energia – prestando serviços de energia e infraestrutura e com foco em soluções em energia para seus clientes, como uma Companhia de Serviço de Eletricidade, ou ESCO.

A Light investiu um total de R$546,7 milhões em 2008 na aquisição de imobilizado e em benfeitorias destinadas à melhoria e ampliação do sistema de distribuição, bem como da rede de transmissão para as instalações de geração. Esse valor representou um aumento de 51,11% sobre os R$361,8 milhões de despesas de capital em 2007

O contrato de concessão para fornecimento dos serviços de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica no Estado do Rio de Janeiro expira em 2026, mas pode ser renovado mediante requerimento.

Aquisição de Companhias Concessionárias de Transmissão

Em 2006, a CEMIG, em parceria com a MDU Brasil Ltda. e a Brascan Brasil Ltda. adquiriram 50% do capital social votante nas concessionárias de transmissão de energia elétrica Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A., ou EATE, Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A., ou ENTE, Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A., ou ETEP, e Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A, ou ERTE, e 40% do capital votante da concessionária de transmissão Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A., ou ECTE, por R$802 milhões. Conjuntamente, nos referimos a essas empresas como as Transmissoras Brasileiras de Energia, ou TBE.

Descrição das concessionárias de transmissão

Em 31 de dezembro de 2008, a Cemig detinha os seguintes investimentos na EATE, ECTE, ENTE, ERTE e ETEP, evidenciados na tabela abaixo.

Companhia	Conexão	Comprimento (Milhas)	Capacidade (kV)	Operação	Permissão da Receita Anual (1) (R$ milhões)	Incorporado (ou criado)	Contrato de Concessão (3)	Data de Vencimento da Concessão
EATE (2)	Tucuruí (Pará) para Presidente Dutra (Maranhão)	577	500	Março/03	240,3	Mar/01	12 de junho de 2001	11 de junho de 2031
ECTE (2)	Campos Novos (Santa Catarina) para Blumenau (Santa Catarina)	157	525	Março/02	54,0	Ago/00	1º de novembro de 2000	31 de outubro de 2030
ENTE (2)	Tucuruí (Pará) para Açailândia (Maranhão)	285	500	Fevereiro/05	123,0	Set/02	11 de dezembro de 2002	10 de dezembro de 2032
ERTE (2)	Vila do Conde (Pará) para Santa Maria (Pará)	96	230	Setembro/04	22,0	Set/02	11 de dezembro de 2002	10 de dezembro de 2032
ETEP (2)	Tucuruí (Pará) para Vila do Conde (Pará)	201	500	Agosto/02	55,7	Mar/01	12 de junho de 2001	11 de junho de 2031

(1) Receita anual determinada pela ANEEL e ajustada pela inflação.
(2) A operação e manutenção de linhas de transmissão da EATE, ENTE e da ERTE é realizada pela Eletronorte – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., ou Eletronorte e da ECTE pela Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A., ou Celesc.
(3) Direitos adquiridos para exploração comercial do serviço público de transmissão de eletricidade por 30 anos, renovável pelo mesmo período.

Nos termos do contrato de concessão para essas linhas, a receita anual permitida para os últimos 15 anos de

contrato é 50% inferior à receita anual permitida para os 15 anos iniciais. Tais sociedades de transmissão passam por um processo de revisão anual, por meio do qual sua receita anual permitida é reajustada pela inflação. A revisão anual e o reajuste de receita normalmente ocorrem no mês de julho. Reconhecemos a receita em tais contratos de forma direta de acordo com a natureza dos serviços prestados. Em 2008, reconhecemos receita destes contratos de R$22 milhões.

Em 24 de setembro de 2008, a Brookfield Brasil TBE Participações Ltda., sócia da CEMIG na TBE, exerceu sua opção de venda para a CEMIG e para a Alupar Investimentos S.A., de 95% e 5%, respectivamente, de suas ações representativas de participações de capital votante de 24,99% na EATE, 24,99% na ETEP, 18,35% na ENTE, 18,35% na ERTE e 7,49% na ECTE. O montante a ser pago pela CEMIG por sua parte será de R$330,6 milhões, reajustados pela inflação até a data de fechamento. A aquisição das ações pela CEMIG foi aprovada pela ANEEL, BNDES e outros órgãos de financiamento.

Em 16 de abril de 2008 a CEMIG, por meio de sua subsidiária EATE, celebrou dois contratos de compra e venda de ações com a Alupar Investimento S.A., para a aquisição de 80% do capital de duas sociedades que operam linhas de transmissão no Estado de Santa Catarina: Lumitrans – Companhia Transmissora de Energia Elétrica, ou Lumitrans, e Companhia Transmissora de Energia Elétrica, ou STC. Nos termos desses contratos, a EATE pagou R$32,4 milhões e R$56,7 milhões, respectivamente, pelas participações na Lumitrans e na STC. A transação foi aprovada pela ANEEL em 28 de outubro de 2008.

No leilão 004/2008 da ANEEL, o Consórcio TBE Centro-Oeste, constituído pela EATE (51%) e pela Cemig Geração e Transmissão fez uma proposta vencedora com relação à concessão para construir e operar as seguintes linhas de transmissão, representativas do lote D do leilão: Maggi-Juba, Parecis-Maggi e Juína-Maggi (circuito duplo, 230 kV); Nova Mutum-Sorriso (230 kV), Sorriso-Sinop (230 kV), e a subestação Parecis 230/138/13,8 kV-300 MVA e a subestação Juína 230/128/13,8 kV-100 MVA. Nos termos dos requisitos do leilão para a outorga da concessão, a sociedade de propósito específico Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. foi constituída, com as mesmas participações do Consórcio TBE Centro-Oeste. Os contratos de concessão foram celebrados em 16 de outubro de 2008.

Gastos de Capital e Investimentos em Afiliadas

Os gastos de capital e investimentos em afiliadas nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006, em milhões de reais, foram os seguintes:

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2008	**2007**	**2006**
Aquisição de participação na Light através da RME	-	-	174
Aquisição de participação em companhias de transmissão	37	-	349
Outros investimentos	183	26	45
Venda da WAY TV	-	(49)	-
Total de investimentos em afiliadas	220	(23)	568
Projetos de geração de energia – ativo imobilizado	121	242	264
Expansão da rede de transmissão	12	64	55
Expansão da rede de distribuição	792	790	983
Outros	46	24	26
Total dos gastos de capital em ativo imobilizado	971	1.120	1.328
Total dos gastos de capital e investimentos em afiliadas	1.191	1.097	1.896

Atualmente projetamos gastos de capital em 2009 relacionado a ativo imobilizado de, aproximadamente, R$970 milhões. Segundo esperamos, os principais usos desses gastos de capital serão a expansão de nossa infraestrutura de distribuição e aumento de nossa capacidade de geração.

Atualmente projetamos investimentos em afiliadas de, aproximadamente, R$820 milhões em 2009. Esta projeção não inclui a aquisição da Terna, discutida acima. Vide "– Desenvolvimentos Recentes".

Esperamos ter fundos para nossos gastos de capital e investimentos em afiliadas em 2009, sobretudo com base em no fluxo de caixa de nossas operações e, numa menor extensão, através de financiamentos. Conforme os

mercados financeiros melhorem, esperamos financiar nossa expansão e projetos pela emissão de debêntures, bem como *commercial papers* para alcançar objetivos de curto prazo.

Visão Geral do Negócio

Geral

Somos obrigados, como outras concessionárias do sistema elétrico brasileiro, a comprar energia da Usina Hidrelétrica de Itaipu em volumes determinados pelo Governo Federal com base em nossas vendas de energia elétrica. Vide "– Distribuição e Compra de Energia Elétrica – Compra de Energia Elétrica – Itaipu". Ademais, compramos energia de outras concessionárias e do sistema elétrico interligado. Vide "– Distribuição e Compra de Energia Elétrica – Compra de Energia Elétrica – Contratos Provenientes dos Leilões". Compramos, também, energia gerada por autoprodutores de energia, ou APEs, e produtores independentes de energia, ou PIEs, que estão localizados em nossa área de concessão.

A tabela a seguir apresenta certas informações, em GWh, relativas à energia elétrica por nós gerada, comprada de outras fontes e entregue durante os períodos especificados:

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA DA CEMIG

(GWh)	**Exercício findo em 31 de dezembro de**		
	2008	**2007**	**2006**
FONTES	68.318	67.698	63.964
Energia elétrica gerada pela CEMIG [1]	31.291	33.150	32.187
Energia elétrica gerada por autoprodutores	1.062	1.047	1.147
Energia elétrica gerada pela Ipatinga	355	362	300
Energia elétrica gerada pela Barreiro	75	82	51
Energia elétrica gerada pela Sá Carvalho	349	322	395
Energia elétrica gerada pela Horizontes	41	36	41
Energia elétrica gerada pela Cemig PCH	22	10	7
Energia elétrica gerada pela Rosal	230	264	326
Energia Elétrica gerada pela Amador Aguiar	610	505	243
Energia elétrica comprada da Itaipu	12.323	12.135	12.109
Energia elétrica comprada da CCEE e outras empresas [2] [3]	21.960	19.785	17.158
DEMANDA	68.318	67.698	63.964
Energia elétrica entregue a consumidores finais[4]	42.940	39.056	37.707
Energia elétrica entregue a autoprodutores	982	990	1.013
Energia elétrica entregue pela Ipatinga	355	362	300
Energia elétrica entregue pela Barreiro	98	100	97
Energia elétrica entregue pela Sá Carvalho	473	472	472
Energia elétrica entregue pela Horizontes	84	84	95
Energia elétrica entregue pela Cemig PCH	122	122	105
Energia elétrica entregue pela Rosal	263	263	262
Energia elétrica entregue à rede nacional e outras empresas [5]	17.211	-	
Energia elétrica entregue à CCEE e outras empresas [2] [3]	5.790	20.621	18.476
	68.318		
Perdas	42.940	5.629	5.437

(1) Descontando as perdas atribuídas à geração (606 GWh em 2008) e ao consumo interno das usinas de geração.
(2) Com início em 2004, essa cifra diz respeito a contratos, compras e vendas de energia elétrica na CCEE, inclusive o Mecanismo de Realocação de Energia.
(3) Inclui os contratos bilaterais com outros agentes da CCEE.
(4) Inclui energia elétrica entregue a consumidores fora da área de concessão.

Geração

De acordo com a ANEEL, em 31 de dezembro de 2008, fomos a sétima maior concessionária de geração de energia elétrica no Brasil tendo em vista o total de capacidade instalada. Em 31 de dezembro de 2008, geramos

energia elétrica em 53 usinas hidrelétricas, quatro usinas termelétricas e uma usina eólica, dispondo de capacidade instalada total de geração de 6.580 MW, dos quais as usinas hidrelétricas responderam por 6.397 MW, as usinas termelétricas responderam por 182 MW e nossa usina eólica respondeu por 1 MW. Oito de nossas usinas hidrelétricas responderam por aproximadamente 81,7% de nossa capacidade de geração elétrica instalada em 2008. Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2008, registramos despesas no total de R$634 milhões relacionados aos pagamentos de encargos de transmissão ao ONS e aos titulares de concessão de transmissão. Vide "Item 5. Revisão e Estimativas Operacionais e Financeiras" e "– O Setor de Energia Elétrica Brasileiro".

Transmissão

Dedicamo-nos ao negócio de transmissão de energia elétrica, que consiste no transporte de energia elétrica das instalações nas quais é gerada às redes de distribuição para entrega a consumidores finais. Transportamos energia produzida em nossas próprias instalações de geração bem como energia por nós comprada de Itaipu, do sistema elétrico interligado e de outras concessionárias. Nossa rede de transmissão compõe-se de linhas de transmissão de energia com capacidade de voltagem igual ou superior a 230 kV e integra a rede de transmissão brasileira, regulamentada pelo ONS. Vide "– O Setor Elétrico Brasileiro". Em 31 de dezembro de 2008, nossa rede de transmissão de Minas Gerais consistia de 1.352 milhas de linhas de 500 kV, 1.244 milhas de linhas de 345 kV e 485 milhas de linhas de 230 kV, bem como de 35 subestações com total de 94 transformadores e capacidade de transformação total de 15.506 MVA.

Distribuição

Detemos concessão de distribuição em Minas Gerais que nos outorga direitos de fornecer energia elétrica a consumidores dentro de nossa área de concessão, ressalvados os consumidores que possam se enquadrar, em conformidade com a legislação, na categoria de Consumidores Livres (consumidores com demanda igual ou superior a 3 MW ou consumidores com demanda igual ou superior a 500 KWh de fontes alternativas de energia, tais como vento, biomassa ou Pequenas Centrais Hidrelétricas). Nossa área de concessão cobre aproximadamente 219.103 milhas quadradas, ou 96,7% do território do Estado. Em 31 de dezembro de 2008, detínhamos e operávamos 281.756 milhas de linhas de distribuição, por meio das quais fornecemos energia elétrica a aproximadamente 6,6 milhões de consumidores. Em 31 de dezembro de 2008, éramos a maior concessionária de distribuição de energia elétrica no Brasil em termos de GWh transportados. Do total da energia elétrica por nós fornecida a consumidores finais em 31 de dezembro de 2008, fornecemos 60,1% a consumidores industriais, 16,7% a consumidores residenciais, 10,3% a consumidores comerciais e 12,9% a consumidores rurais e outros.

Outros Negócios

Embora nosso principal negócio consista na geração, transmissão e distribuição de eletricidade, dedicamo-nos também aos seguintes negócios: (i) distribuição de gás natural em Minas Gerais por meio de nossa subsidiária consolidada Gasmig; (ii) telecomunicações por meio de nossa subsidiária consolidada Empresa de Infovias S.A., empresa criada para fins de prestação de serviços de rede de fibra óptica e de cabos coaxiais instalada ao longo de nossa rede de transmissão e distribuição por meio das quais serviços de telecomunicações podem ser prestados; e (iii) consultoria nacional e internacional por intermédio de nossa subsidiária Efficientia S.A., cuja finalidade é fornecer aos nossos maiores clientes, nos setores industrial, de serviços e comercial, soluções de energia e (iv) implementação e gestão de sistemas para companhias do setor de energia elétrica (geração, distribuição e transmissão) por meio de nossa subsidiária Axxiom Soluções Tecnológicas S. A., incorporada em 27 de agosto de 2007. Nós também buscamos fortalecer nossos negócios de gás e o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, particularmente o petróleo. Em 9 de fevereiro de 2009, nosso estatuto foi alterado para criar a Diretoria de Gás, responsável por coordenar todas as políticas e processos para exploração, aquisição, armazenamento, transporte, transmissão, distribuição e venda de petróleo e gás e seus subprodutos, seja originados diretamente ou por meio de terceiros.

Fontes de Receita

A tabela a seguir apresenta as receitas atribuíveis a cada uma de nossas principais fontes de receita nos períodos indicados:

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2008	**2007**	**2006**
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	10.497	10.191	9.319
Vendas de energia elétrica ao sistema elétrico interligado	1.069	1.134	884
Uso das redes básicas de transmissão e distribuição	1.865	1.705	1.780
Serviços prestados	82	61	32
Telecomunicações e outros	159	175	168
Total	13.672	13.266	12.183

Geração e Comercialização de Energia

Visão Geral

A tabela a seguir apresenta certas informações operacionais referentes às nossas usinas de geração de energia elétrica em 31 de dezembro de 2008:

Instalação	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada [1] (média MW)	Ano de Início de Operações	Capacidade Instalada % do Total	Data de Término da Concessão ou da Autorização	Participação da CEMIG
Principais Usinas Hidrelétricas						
São Simão	1.710	1.281,0	1978	26,0	Janeiro de 2015	100%
Emborcação	1.192	497,0	1982	18,1	Julho de 2025	100%
Nova Ponte	510	276,0	1994	7,8	Julho de 2025	100%
Jaguara	424	336,0	1971	6,5	Agosto de 2013	100%
Miranda	408	202,0	1998	6,2	Dezembro de 2016	100%
Três Marias	396	239,0	1962	6,0	Julho de 2015	100%
Volta Grande	380	229,0	1974	5,8	Fevereiro de 2017	100%
Irapé	360	206,3	2006	5,5	Fevereiro de 2035	100%
Aimorés	161,7	84,3	2005	2,5	Dezembro de 2035	49%
Salto Grande	102	75,0	1956	1,6	Julho de 2015	100%
Funil	88	43,6	2002	1,3	Dezembro de 2035	49%
Queimado	86.6	47,8	2004	1,3	Janeiro de 2033	82.5%
Sá Carvalho	78	58,0	2000(2)	1,2	Dezembro de 2024	100%
Rosal	55	30,0	2004(2)	0,8	Maio de 2032	100%
Itutinga	52	28,0	1955	0,8	Julho de 2015	100%
Amador Aguiar I	50,5	32,6	2006	0,8	Agosto de 2036	21.05%
Amador Aguiar II	44,21	27,6	2007	0,7	Agosto de 2036	21.05%
Camargos	46	21,0	1960	0,7	Julho de 2032	100%
Porto Estrela	37	18,6	2001	0,6	Dezembro de 2028	33.3%
Igarapava	30,4	24,4(3)	1999	0,5	Abril de 2032	14.5%
Pai Joaquim (5	23	13,9	2004	0,4	Julho de 2015	100%
Cachoeirão	13,23	8,02	2008	0,2	Julho 2030	49%
Piau	18	8,0	1955(2)	0,3	Julho de 2015	100%
Gafanhoto	14	6,7	1946	0,2	–	—
Pequenas Centrais Hidrelétricas	115,2	62,4	—	1,6		—
Usinas Termelétricas						
Igarapé	131	71,3	1978	2,0	Agosto de 2024	100%
Ipatinga	40	40	2000(2)	0,6	Dezembro de 2014	100%
Barreiro	12,9	11,4	2004	0,2	Abril de 2023	100%
Formoso	0,4	0,2	1992	0,0	Indefinido	100%
Usina Eólica	1	0,3	1994	0,0	Indefinido	100%
Total	6.580,8 (4)	3.979,4(4)	—	100,0%	—	—

(1) Energia Assegurada significa a produção média de longo prazo da usina, conforme estabelecido pela MME em conformidade com estudos conduzidos pela EPE. O cálculo da Energia Assegurada considera esses fatores como capacidade de reservatório e ligação a outras usinas de energia. Os contratos com consumidores finais e outras concessionárias não prevêem valores superiores a Energia Assegurada de usina.
(2) Indica nossa data de aquisição.
(3) O montante de 5,49MW médios de Energia Assegurada, conforme estabelecido no contrato com um consórcio formado pela Cemig Geração e Transmissão e a Companhia Vale do Rio Doce, Companhia Siderúrgica Nacional, Votorantim Metais e Zinco S.A. e Anglogold Ashanti Brasil Ltda., está incluído.
(4) Esse valor não inclui a energia relacionada a nosso investimento em Light, tendo em vista que não somos controladores ou temos controle operacional de nenhum dos ativos energéticos da Light.
(5) Em 19 de dezembro de 2005, a ANEEL aprovou a transferência da autorização para produzir e vender a energia da Pequena Central Hidrelétrica de Pai Joaquim da Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. para a CEMIG PCH S.A..

As tabelas a seguir mostram certas informações operacionais adicionais relacionadas às nossas operações de geração de energia elétrica nas datas indicadas:

Tensão das Linhas de Ligação	Extensão da Rede de Geração em Milhas (de nossas usinas até subestações de geração) 31 de dezembro de		
	2008	2007	2006
500 kV	7	7	4
345 a 230 kV	15	15 (1)	10
161 a 138 kV	112	112 (2)	69
69 a 13,8 kV	134 (4)	102	102
Total	268	236 (3)	185

	Capacidade de Transformação Abaixadora[4] de Subestações de Geração 31 de dezembro de		
	2008	2007	2006
Número de subestações abaixadoras	58	57	56(3)
MVA	7.141(3)	7.125	7.078(3)

(1) Nós aumentamos a extensão do circuito de nossa linha de conexão de 345 kV em 2006, tendo em vista a entrada em operação da Usina Irapé.

(2) Nós aumentamos a extensão do circuito de nossa linha de conexão de 138 kV em 2007, tendo em vista a entrada em operação da Amador Aguiar II.

(3) Esse valor não inclui a aquisição da Light.

(4) Aumentamos a extensão de nossa rede de ligação de 69 kV em 2008, em decorrência do início das operações na Hidrelétrica de Cachoeirão.

(5) Capacidade de transformação abaixadora refere-se à capacidade de um transformador de receber certa voltagem e liberá-la a uma voltagem reduzida para posterior distribuição.

Ativos de Geração

Constituímos as seguintes subsidiárias integrais no Estado de Minas Gerais e outros estados do Brasil, para operarmos algumas de nossas instalações de geração e deter as respectivas concessões:

Usina Térmica Ipatinga S.A. – Operamos a Usina Termelétrica de Ipatinga por intermédio de nossa subsidiária Usina Térmica Ipatinga S.A.. Essa usina é uma APE (autoprodutora de energia) instalada e operada nas instalações das Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. - USIMINAS, ou Usiminas, uma grande empresa siderúrgica brasileira. A usina fornece energia a uma importante usina siderúrgica de propriedade da Usiminas, localizada no leste de Minas Gerais. Em 2000, adquirimos a Ipatinga da Usiminas como pagamento de dívidas pendentes relativas a fornecimento de energia elétrica pelo valor de R$90 milhões. Assinamos um contrato de compra e venda de energia com a Usiminas referente à energia produzida em Ipatinga. A usina atualmente apresenta capacidade instalada de 40 MW, gerada por duas unidades que iniciaram operação em 1986 e que utilizam gás de alto-forno como combustível.

Sá Carvalho S.A. – Operamos a Usina Hidroelétrica Sá Carvalho, localizada no Rio Piracicaba, no Município de Antônio Dias, no Estado de Minas Gerais, por meio de nossa subsidiária Sá Carvalho S.A., que adquirimos da Acesita S.A., ou Acesita, uma siderúrgica, por R$87 milhões em 2000. Os recursos para a aquisição foram providos pela emissão de debêntures por um *trust* especial, UHESC S.A., recursos esses que estamos obrigados a amortizar. Em 5 de junho de 2003, renegociamos a taxa de juros aplicável a 46,67% do valor principal total dessas debêntures para os dois anos seguintes e os 53,33% foram renegociados por R$64 milhões.

Rosal Energia S.A. – Em dezembro de 2004, compramos da Caiuá Serviços de Eletricidade S.A., ou Caiuá, a hidrelétrica de Rosal, com capacidade instalada de 55 MW, por R$134 milhões. A hidrelétrica de Rosal, o único ativo da Rosal Energia S.A., fica situada no Rio Itabapoana, que corre ao longo da fronteira entre os Estados do Espírito Santo (Município de Guaçuí) e do Rio de Janeiro (Município de Bom Jesus de Itabapoana). Opera em ligação integrada com os sistemas de energia elétrica de Alegre e Mimoso do Sul, de propriedade da companhia de eletricidade do Estado do Espírito Santo, Escelsa (Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.). O primeiro e o segundo

rotores da hidrelétrica iniciaram operações em dezembro de 1999 e janeiro de 2000, respectivamente. A usina possui contrato de concessão com prazo de duração de 35 anos, com vencimento em 2032. A ANEEL aprovou a transferência de controle em 20 de dezembro de 2004.

Cemig Capim Branco Energia S.A. – Constituímos a Cemig Capim Branco Energia S.A. para desenvolver o Complexo de Eletricidade Capim Branco em parceria com a Companhia Vale do Rio Doce, ou CVRD, uma companhia de mineração, Comercial e Agrícola Paineiras, uma agroindústria e Companhia Mineira de Metais, ou CMM, uma companhia metalúrgica. Em 11 de abril de 2006, a ANEEL publicou sua Resolução nº 314, transferindo a concessão de geração de energia elétrica da CMM (por meio da participação da CMM na Cemig Capim Branco Energia S.A.) para a Votorantim Metais Zinco S.A., ou VMZ, tendo a Resolução ANEEL 478, de 12 de junho de 2007, ratificado a transação. Em 16 de março de 2007, a ANEEL publicou a Resolução 683, aprovando a alteração da denominação social do Complexo de Geração Capim Branco para Complexo de Geração Amador Aguiar. O projeto consiste das Usinas Hidrelétricas Amador Aguiar I e Amador Aguiar II, com capacidade instalada de 240 MW e 210 MW, respectivamente. Celebramos contrato de compra com a Cemig Capim Branco Energia S.A. nos termos do qual a Cemig Distribuição comprará a energia produzida pela Amador Aguiar I e pela Amador Aguiar II pelo prazo de 20 anos a contar da data de início das operações comerciais de cada usina, que, no caso de Amador Aguiar I foi 21 de fevereiro de 2006, e no caso de Amador Aguiar II, foi 9 de março de 2007. Este contrato foi apresentado à ANEEL em 2003, tendo sido aprovado pela ANEEL em dezembro de 2004.

Horizontes Energia S.A. – Constituímos a Horizontes Energia S.A., ou Horizontes Energia, para gerar e comercializar energia elétrica como um PIE (produtor independente de energia), por meio da operação comercial das seguintes usinas hidrelétricas de pequeno porte: Usina Machado Mineiro (que está localizada no Rio Pardo, no município de Ninheira, Estado de Minas Gerais, e que possui capacidade instalada de 1,72 MW), Usina de Salto do Paraopeba (que está localizada no Rio Paraopeba, na cidade de Jeceaba, Estado de Minas Gerais, e que possui capacidade instalada de 2,37 MW), Usina de Salto Voltão (que também está localizada no Rio Chapecozinho, Xanxerê, Santa Catarina, e que possui capacidade instalada de 8,2 MW), e Usina de Salto do Passo Velho (que está localizada no Rio Chapecozinho, na cidade de Xanxerê, Estado de Santa Catarina, e que possui capacidade instalada de 1,8 MW), assim como outros projetos de geração a serem adquiridos ou construídos com nossa participação. A concessão relativa à Usina Machado Mineiro expira em 7 de julho de 2025, e as concessões relativas às demais usinas expiram em 4 de outubro de 2030. Toda a energia elétrica gerada pela Horizontes Energia S.A. está alocada para venda no ACL, e parte dessa energia já foi vendida até o ano de 2010. Atualmente, a Usina de Salto do Paraopeba está com suas operações paralisadas devido à reforma. Estimamos que tal usina retomará suas operações em 2010.

Usina Termelétrica Barreiro S.A. – Constituímos a Usina Térmica Barreiro S.A. para participar, em parceria com a Vallourec & Mannesmann, V&M do Brasil S.A. ou Vallourec & Mannesmann, metalúrgica, da construção e operação da Usina Termelétrica de Barreiro de 12,9 MW, localizada próximo à Vallourec & Mannesmann em Barreiro, na cidade de Belo Horizonte, em Minas Gerais. A construção foi iniciada em julho de 2002 e a operação comercial começou em fevereiro de 2004. A Usina Termelétrica Barreiro S.A. detém os ativos a Usina Termelétrica Barreiro e comercializa sua produção de energia elétrica.

CEMIG PCH S.A. – Constituímos a CEMIG PCH S.A. para gerar e comercializar energia como um PIE. Sua principal atividade é a produção e venda de energia elétrica através da Pequena Central Hidrelétrica de Pai Joaquim, como um PIE. Esta hidrelétrica, localizada no Rio Araguari, possui uma capacidade elétrica instalada de 23 MW e começou a operar comercialmente em 31 de março de 2004. A CEMIG PCH S.A. detém os ativos da Pequena Central Hidrelétrica de Pai Joaquim e comercializa a energia elétrica produzida por essa hidrelétrica.

A Cemig Geração e Transmissão também opera as seguintes usinas:

Usina Hidrelétrica de Queimado – Nossa parceira nesse projeto é a Companhia Energética de Brasília, ou CEB, uma companhia de energia elétrica controlada pelo estado. A CEB detém uma participação de 17,5% e nós detemos os 82,5% restantes. A Usina, com uma capacidade instalada de 105MW, está localizada no Rio Preto, abarcando áreas nos Estados de Minas Gerais e Goiás e do Distrito Federal. A construção desse projeto iniciou-se em 10 de agosto de 2000. A usina iniciou a operação comercial em 9 de abril de 2004 com a operação de sua primeira unidade. O início da operação comercial da segunda e terceira unidades ocorreu em 16 de junho de 2004 e 8 de julho de 2004, respectivamente. Até 31 de dezembro de 2008, tínhamos investido R$209 milhões no projeto. A concessão dessa usina expirará em 02 de janeiro de 2033.

Usina Hidrelétrica de Aimorés – A Usina Hidrelétrica de Aimorés, localizada no Rio Doce, tem capacidade instalada de 330MW. Detemos participação de 49% nesse empreendimento e nossa parceira, a Valesul Alumínio S.A., detém participação de 51%. A operação comercial iniciou parcialmente em 30 de julho de 2005, e a usina iniciou sua operação com capacidade total em novembro de 2005, quando obtivemos a licença de operação do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis, ou IBAMA. Até 31 de dezembro de 2008, investimos R$692 milhões neste projeto.

Usina Hidrelétrica Funil – Também conhecida como Usina Hidrelétrica José Mendes Júnior, a Usina Hidrelétrica de Funil tem capacidade de geração de 180MW e está localizada no Rio Grande, na região sul de Minas Gerais. Possuímos uma participação de 49% no empreendimento. A construção foi iniciada em setembro de 2000, e suas três turbinas iniciaram a geração comercial em 2002 e 2003. O investimento total foi de aproximadamente R$211 milhões (de acordo com a taxa de câmbio de 2002). A concessão relacionada a essa usina expira em 20 de dezembro de 2035.

Usina Hidrelétrica Porto Estrela – Esta usina é um projeto do Consórcio Hidrelétrico Porto Estrela, localizado nas montanhas da Serra da Estrela, no Estado de Minas Gerais. Possui duas unidades de geração, com capacidade total instalada de 112MW. Possuímos participação de 33% neste empreendimento. O início da concessão se deu em julho de 1997, e ela se encerrará 35 anos após a data de início, em julho de 2032. A construção foi iniciada em 9 de julho de 1999, e concluída em 9 de novembro de 2001, com um investimento de R$101 milhões. A licença de operação da usina foi obtida em 29 de junho de 2001, e a primeira e a segunda unidades de geração entraram em operação em 4 de setembro de 2001 e 5 de novembro de 2001, respectivamente.

Usina Hidrelétrica Irapé – A Usina Hidrelétrica Irapé, que possui uma capacidade instalada de 360 MW, está localizada no Rio Jequitinhonha, na região norte de Minas Gerais. A construção começou em abril de 2002 e suas três unidades começaram a gerar energia comercialmente em 20 de julho de 2006, 5 de agosto de 2006 e 3 de outubro de 2006, respectivamente. Até 31 de dezembro de 2008, nós havíamos investido R$1.173,2 milhões neste projeto, incluindo R$33 milhões, contabilizados a valor presente, de debêntures que foram adquiridas pelo Governo do Estado, utilizando dividendos que poderiam de outra maneira ser pagos ao Governo do Estado nos termos de um contrato entre o Governo do Estado e nossa companhia. A concessão desta usina expira em 28 de fevereiro de 2035.

Pequena Central Hidrelétrica Cachoeirão – A Cemig Geração e Transmissão negociou a aquisição de participação para a construção e operação da Pequena Central Hidrelétrica Cachoeirão. Juntamente com nosso parceiro neste projeto, Santa Maria Energética S.A., ou Santa Maria Energética, constituímos a SPE Hidrelétrica Cachoeirão S.A., para construir e operar a Pequena Central Hidrelétrica de Cachoeirão. Esta usina, com capacidade instalada de 27MW, será localizada no Rio Manhuaçu, na região leste de Minas Gerais. A Cemig Geração e Transmissão possui uma participação de 49% na SPE e a Santa Maria Energética possui participação de 51%. A Santa Maria Energética é uma sociedade de propósito específico que detém a autorização para a operação comercial da Pequena Central Hidrelétrica de Cachoeirão e, no fim de janeiro de 2007, solicitou permissão à ANEEL para transferir essa autorização para a Hidrelétrica Cachoeirão S.A.. A construção foi iniciada em março de 2007 e a usina entrou em operação em 30 de dezembro de 2008. A concessão relativa a esta usina expira em 27 de julho de 2030.

Expansão da Capacidade de Geração

Atualmente, estamos envolvidos na construção de sete usinas hidrelétricas – Baguari, Pipoca, Dores de Guanhães, Senhora do Porto, Fortuna II, Jacaré e Santo Antônio – que aumentarão a capacidade de geração instalada de nossas instalações hidrelétricas em 92,19 MW durante os próximos três anos. A seguir faremos uma breve descrição destes projetos, cuja conclusão está sujeita a contingências diversas, algumas delas fora de nosso alcance:

Usina Hidrelétrica Baguari – Um consórcio constituído pela Cemig Geração e Transmissão, Furnas Centrais Elétricas S.A., ou Furnas, uma concessionária de energia elétrica de geração e transmissão controlada pelo Governo Federal, e a Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A., uma sociedade de propósito especial, ou SPE, que pertence à Neoenergia S.A., uma empresa holding do setor elétrico, dona da concessão para construir e operar a Usina Hidrelétrica Baguari e vender a energia dela proveniente. A usina terá uma capacidade instalada de 140MW e estará localizada no Rio Doce, no Estado de Minas Gerais. A Cemig Geração e Transmissão tem participação de 34% neste consórcio. A energia gerada será comercializada no ACR. Em 15 de dezembro de 2006, o Conselho de Política Ambiental do Estado de Minas Gerais, ou COPAM, emitiu a licença de instalação da usina. A construção começou em 9 de maio de 2007. Espera-se que o início da operação comercial ocorra em setembro de 2009. A

concessão relativa a esta usina expira em 15 de agosto de 2041. Em 31 de dezembro de 2008, havíamos investido R$140 milhões neste projeto de um investimento total projetado de R$158 milhões.

Pequena Central Hidroelétrica Pipoca – A Cemig Geração e Transmissão negociou uma compra de participação na construção e operação da Pequena Central Hidrelétrica Pipoca, em sociedade com a HP2 do Brasil S.A., fundada pela Hydro Partners, uma companhia de investimento norte-americana, para implementar e operar o projeto. Nós teremos 49% do capital votante nessa PCH. A usina, com capacidade instalada de 20 MW, será localizada no Rio Manhuaçu, na região leste do Estado de Minas Gerais. A construção foi iniciada no primeiro trimestre de 2008 e a operação comercial está estimada para ter início no final de 2009. A concessão relativa a esta usina expira em 10 de setembro de 2031. Em 31 de dezembro de 2008, havíamos investido R$4 milhões neste projeto.

SPE Guanhães Energia S.A. – A Cemig Geração e Transmissão negociou a participação na construção e operação de Pequenas Usinas Hidrelétricas, ou PCHs, de Dores de Guanhães, Senhora do Porto, Fortuna II e Jacaré. Nossa social neste projeto é a Investminas Participações S. A., uma controlada integral da GlobalBank Participações e Investimentos S.A, que formou, juntamente com nossa Companhia, a SPC Guanhães Energia S.A, ou Guanhães Energia. O objetivo da Guanhães Energia é construir e operar essas quatro PCHs, a saber: Dores de Guanhães, com capacidade instalada de 14 MW; Senhora do Porto, com capacidade instalada de 12 MW; Jacaré, com capacidade instalada de 9 MW; e Fortuna II, com capacidade instalada de 9 MW. Dores de Guanhães, Senhora do Porto e Jacaré serão construídas no Rio Guanhães, localizado do município de Dores de Guanhães, Estado de Minas Gerais, e a Fortuna II será construída no Rio Corrente Grande, localizado nos municípios de Guanhães e Virginópolis, estado de Minas Gerais. A Cemig Geração e Transmissão detém uma participação de 49% na Guanhães Energia, enquanto a Investminas Participações detém os 51% remanescentes. Em junho de 2007, a Construtora Barbosa Mello S.A., a qual detém a autorização acerca das operações comerciais da Guanhães, Senhora do Porto, Fortuna II e Jacaré PCHs, solicitou junto à ANEEL a aprovação da transferência de sua autorização para a Guanhães Energia, a qual foi aprovada. A construção foi iniciada em março de 2008 e espera-se que as operações comerciais sejam iniciadas em agosto de 2009. As concessões relativas a tais usinas expiram em dezembro de 2031 para a Fortuna II; em novembro de 2032 para a Dores de Guanhães; e em outubro de 2032 para a Senhora do Porto e Jacaré. Em 31 de dezembro de 2008, havíamos investido R$10 milhões neste projeto.

Madeira Energia S.A. – A Madeira Energia S.A., ou MESA, é uma companhia para fins especiais criada para implementar, criar, operar e manter a usina hidrelétrica de Santo Antônio, na bacia do Rio Madeira, na região nordeste do Brasil. Tal instalação conta com uma capacidade de geração de 3.150 MW. Estima-se que as operações da MESA serão iniciadas em 2012. A Cemig Geração e Transmissão possui 10% de participação na MESA, e, com base em nossa participação acionária, esperamos investir R$1.220 milhões no desenvolvimento deste projeto.

Joint-Ventures de Co-geração com Clientes

Pretendemos estabelecer *joint-ventures* com consumidores industriais com o fim de desenvolver instalações de co-geração. Essas instalações seriam construídas nos estabelecimentos dos consumidores e gerariam energia elétrica com utilização de combustível produzido pelos processos industriais do cliente. Cada projeto de co-geração seria custeado, em parte, por meio de um contrato com o consumidor para a compra da energia elétrica gerada nas instalações do consumidor. Assumiríamos a responsabilidade pela operação e manutenção da instalação de co-geração.

Usinas Eólicas

Morro do Camelinho, nossa usina eólica, iniciou suas operações em 1994. A usina está localizada em Gouveia, município ao norte de Minas Gerais. O projeto é a primeira usina eólica do Brasil a ser interligada à rede básica de transmissão e está conectada ao sistema de distribuição da CEMIG. Apresenta capacidade de geração total de 1MW, sendo acionada por quatro turbinas com capacidade de 250 kW cada uma. A usina de Morro do Camelinho foi construída por intermédio de um convênio de cooperação técnica e científica com o governo da Alemanha. O custo do projeto foi de US$1,5 milhão, sendo 51% do custo fornecido pela nossa empresa e os restantes 49% pelo governo da Alemanha.

Em 5 de fevereiro de 2009, a Cemig Geração e Transmissão assinou um contrato de aquisição de ações com a Energimp S.A. para adquirir 49% de participação em três usinas eólicas localizadas no Estado do Ceará, Brasil, pelo montante de R$213 milhões (a ser ajustado na conclusão da operação). As três usinas eólicas, denominadas UEE Praia do Morgado, UEE Praias de Parajurú e UEE Volta do Rio, deverão estar em operação no

segundo semestre de 2009 e terão capacidade instalada total de 99,6MW. A aquisição está sujeita à aprovação da ANEEL, pela Caixa Econômica Federal, pela Eletrobrás e pelo CADE.

Comercialização de Energia

Nos termos da atual regulação do setor elétrico brasileiro, as companhias de geração de energia podem operar na comercialização bem como na venda de sua própria produção. A CEMIG intensificou esta atividade em 2009, a qual é complementar à atividade de venda de sua própria geração, adquirindo eletricidade para venda futura, buscando futuramente aumentar os resultados da companhia. A política de comercialização global da CEMIG é aprovada pelo Conselho de Administração e as transações são individualmente aprovadas pela Diretoria. Estas transações também são submetidas à análise do Comitê de Gestão de Riscos Energéticos, no qual representantes de várias áreas da CEMIG – financeira, legal, comercial, regulatória e planejamento – participam, com o propósito de determinar os riscos e resultados esperados, utilizando, para isto, análise das condições de mercado, modelos de simulação hidrológica, modelos de riscos energéticos, preços de venda à vista estimados e cálculo da rentabilidade sobre o risco.

Transmissão

Visão Geral

Nosso negócio de transmissão consiste na transferência de grandes volumes de energia elétrica a partir das usinas elétricas onde é gerada ao sistema de distribuição, que a leva aos consumidores finais, e outros agentes consumidores conectados diretamente com a rede básica de transmissão. Nosso sistema de transmissão é composto por redes de transmissão e subestações abaixadoras com voltagens que variam de 230 kV a 500 kV.

Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008, registramos uma receita total de R$472 milhões em decorrência de nossos negócios de transmissão. Por outro lado, como também somos uma empresa de distribuição e como compramos energia elétrica de Itaipu e de outras companhias elétricas, nosso uso da rede básica de transmissão exige que paguemos tarifas programadas ao Operador Nacional do Sistema, ou ONS, e aos proprietários de trechos diferentes da rede básica de transmissão. Vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” e “– O Setor Elétrico Brasileiro”.

Transmitimos tanto a energia por nós gerada como a energia que compramos de Itaipu, do sistema elétrico interligado e de outras fontes. Em 31 de dezembro de 2008, possuíamos, também, 13 consumidores industriais aos quais fornecíamos diretamente energia elétrica de alta voltagem (igual ou superior a 230 kV por consumidor industrial) por meio de suas ligações com nossas redes de transmissão. Dez desses consumidores industriais são clientes da nossa companhia e responderam por aproximadamente 17,6% do volume total de energia elétrica vendida por nós no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008. Também transmitimos energia a sistemas de distribuição por meio do sistema sul/sudeste, ligado ao sistema interligado nacional.

As tabelas a seguir apresentam certas informações operacionais relativas à nossa capacidade de transmissão nas datas indicadas:

	Extensão da Rede de Transmissão em Milhas (de subestações de geração para subestações de distribuição)		
	Em 31 de dezembro de		
Tensão das Linhas de Transmissão	**2008**	**2007**	**2006(3)**
500 kV	1.352	1.352	1.352
345 kV	1.244	1.244	1.202
230 kV	485	485	467
Total	3.081	3.081	3.021

	Capacidade de Transformação Abaixadora (1) das Subestações de Transmissão		
	Em 31 de dezembro de		
	2008	**2007**	**2006**
Número de subestações abaixadoras	35	35	33
MVA	15.503	15.503	15.393

---

(1) A capacidade de transformação abaixadora refere-se à capacidade de um transformador de receber energia a certa voltagem e liberá-la a uma voltagem reduzida para posterior distribuição.

Ativos de Transmissão

Montes Claros–Irapé – Em setembro de 2003, um consórcio formado pela Companhia Técnica de Engenharia Elétrica – ALUSA, ou ALUSA, por Furnas Centrais Elétricas S.A., ou Furnas, pela Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda., ou Orteng, e pela CEMIG, venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Montes Claros–Irapé. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transleste de Transmissão, a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Temos uma participação de 25% nessa Companhia. Esta linha de transmissão de 345 kV ligará a subestação localizada em Montes Claros, cidade no norte de Minas Gerais, à subestação da Usina Hidrelétrica de Irapé, com extensão de aproximadamente 86 milhas. A construção do projeto teve início em janeiro de 2005 e a operação da linha de transmissão iniciou-se em 18 de dezembro de 2005. A concessão expira em 18 de fevereiro de 2034. Até 31 de dezembro de 2008, havíamos investido R$12,4 milhões neste projeto.

Itutinga–Juiz de Fora – Em setembro de 2004, um consórcio formado pela ALUSA, por Furnas, pela Orteng e pela CEMIG, com participações de 41%, 25%, 10% e 24%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Itutinga–Juiz de Fora. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transudeste de Transmissão, a qual ficará responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 345 kV, com extensão de aproximadamente 89 milhas, ligará a subestação da Usina Hidrelétrica de Itutinga e uma subestação localizada em Juiz de Fora, cidade no sudeste de Minas Gerais. Demos início ao projeto em março de 2005, e as operações comerciais iniciaram em 23 de fevereiro de 2007. Até 31 de dezembro de 2008, havíamos investido R$7,3 milhõ*es* neste projeto.

Irapé–Araçuaí – Em novembro de 2004, um consórcio formado pela ALUSA, por Furnas, pela Orteng e pela CEMIG, com participações de 41%, 24,5%, 10% e 24,5%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Irapé–Araçuaí. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transirapé de Transmissão, a qual ficará responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 230 kV, com extensão de aproximadamente 38 milhas, ligará a subestação da Usina Hidrelétrica de Irapé e uma subestação a ser construída em Araçuaí, cidade localizada no nordeste de Minas Gerais. Demos início ao projeto em março de 2005, e às operações comerciais em 23 de maio de 2007. Até 31 de dezembro de 2008, havíamos investido R$5,5 milhões nesse projeto.

Ampliação de Capacidade de Transmissão

Acreditamos que nosso sistema de transmissão precisará ser reforçado e expandido através da construção de novas subestações e linhas de transmissão dentro dos próximos cinco anos.

Em conformidade com a nova estrutura regulatória do setor elétrico brasileiro, as concessões para ampliação da infraestrutura de transmissão de energia elétrica no Brasil são outorgadas de acordo com um regime de licitação ou são autorizadas pela ANEEL. A seguir temos uma breve descrição de nossos projetos de transmissão atualmente em andamento, cuja conclusão está sujeita a contingências diversas, algumas das quais fora de nosso controle:

Furnas–Pimenta – Em setembro de 2004, um consórcio formado por Furnas e pela CEMIG, com participações de 49% e 51%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Furnas–Pimenta. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia de Transmissão Centro-Oeste de Minas, a qual ficará responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 345 kV, com extensão de aproximadamente 47 milhas, ligará a subestação da Usina Hidrelétrica de Furnas a uma subestação localizada em Pimenta, cidade na região centro-oeste de Minas Gerais. Iniciamos o projeto em março de 2005, e esperamos que o início da operação da linha de transmissão ocorra em dezembro de 2009. Até 31 de dezembro de 2008, investimos R$6,8 milhões neste projeto.

Charrúa–Nueva Temuco – Em abril de 2005 um consórcio constituído pela ALUSA e CEMIG, com participação de 51% e 49%, respectivamente, venceu a concessão licitada pelo *Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central*, ou CDEC – SIC, do Chile para construir, operar e manter a linha de transmissão de 220 kV Charrúa–Nueva Temuco pelo período de 20 anos. Este foi um importante marco na história

da CEMIG, configurando nosso primeiro ativo fora do Brasil. Nós e a ALUSA constituímos a Transchile Charrúa Transmisión S.A., uma SPE criada no Chile e responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Com uma extensão de aproximadamente 116 milhas, a linha de transmissão conectará as subestações de Charrúa e Nueva Temuco no Chile central. Iniciamos o projeto em junho de 2005 e a construção começou em abril de 2007. Em 18 de julho de 2007, a Transchile Charrúa Transmisión S.A. celebrou um contrato de financiamento de projetos com o Banco Interamericano de Desenvolvimento, no valor de US$51,0 milhões, relativo à linha de transmissão e subestações. Esperamos que a operação comercial inicie-se em 2009. Até 31 de dezembro de 2008, havíamos investido R$34 milhões nesse projeto.

EBTE – Linhas de Transmissão no Estado do Mato Grosso – Em junho de 2008, uma SPE formada pela EATE e pela Cemig Geração e Transmissão, com participações de 51% e 49%, respectivamente, venceu a concessão em leilão conduzido pela ANEEL com relação a um grupo de cinco linhas de transmissão e duas subestações. Conforme requerido pelos procedimentos do leilão, os parceiros constituíram a Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A., ou EBTE, que será responsável pela construção e operação das linhas de transmissão. As linhas de transmissão de 230 kV e subestações consistem de três linhas em circuito duplo com extensão de 344 milhas e duas linhas em circuito simples com extensão de 138 milhas, totalizando uma extensão de 482 milhas, e vão conectar sete subestações nos distritos de Juína, Brasnorte, Sapezal, Nova Mutum, Sorriso, Sinop, Tangará da Serra, Campo Novo dos Parecis, Lucas do Rio Verde e Vera, todos localizados na região norte do Estado do Mato Grosso. O projeto foi iniciado em janeiro de 2009, e esperamos que a entrada em operação das linhas de transmissão ocorra julho de 2010. Até 31 de dezembro de 2008, investimos R$11,8 milhões nesse projeto.

Distribuição e Compra de Energia Elétrica

Visão Geral

Nossas operações de distribuição consistem em transferências de energia elétrica de subestações de distribuição a consumidores finais. Nossa rede de distribuição é composta de ampla rede de distribuição aérea e subterrânea e subestações com tensões inferiores a 230 kV. Fornecemos energia elétrica a pequenos consumidores industriais nos valores mais elevados da faixa de tensão e a consumidores residenciais e comerciais nos valores mais baixos da faixa.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2008, registramos despesas no total de R$634 milhões relacionados aos pagamentos de encargos de transmissão ao ONS e aos titulares de concessão de transmissão. Vide “Item 5. Revisão e Estimativas Operacionais e Financeiras” e “– O Setor de Energia Elétrica Brasileiro”.

De 1º de janeiro de 2002 a 31 de dezembro de 2008, investimos aproximadamente R$971 milhões na construção e aquisição de ativos imobilizados utilizados na ampliação de nosso sistema de distribuição.

As tabelas a seguir fornecem certas informações operacionais relativas a nosso sistema de distribuição (excetuando-se Light), nas datas indicadas:

	Extensão da Rede de Distribuição em Milhas – Alta Voltagem (de subestações de distribuição a consumidores finais) Em 31 de dezembro de		
Tensão da Rede de Distribuição	**2008**	**2007**	**2006**
161 kV	34,2	34,2	34,2
138 kV	6,82	6.756,8	6.736,9
69 kV	2,81	2.802,4	2.804,2
34,5 kV + Outras	600	600,2	600,2
Total	10.276	10.193,6	10.175,5

	Extensão da Rede de Distribuição em Milhas – Média e Baixa Voltagens (de subestações de distribuição a consumidores finais) Em 31 de dezembro de		
Tipo de Rede de Distribuição	**2008**	**2007**	**2006**
Redes de distribuição urbanas aéreas...........................	53.685,9	53.064,8	52.642,9
Redes de distribuição urbanas subterrâneas..................	426,9	257,9	471,6
Redes de distribuição rurais aéreas..............................	217.366,8	210.014,4	191.809,9

Total	271.479,6	263.337,1	244.924,4

	Capacidade de Transformação Abaixadora (1) de Subestações de Distribuição Em 31 de dezembro de		
	2008	**2007**	**2006**
Número de subestações	360	358	355
MVA	8.160	8.145	8.162

(1) A capacidade de transformação abaixadora refere-se à capacidade de um transformador de receber energia a certa tensão e liberá-la a uma tensão reduzida para posterior distribuição.

Os dados físicos referentes ao Programa de Investimento em Controle e Administração, ou PROOBRA, foram calculados por meio de projeção da rede existente. Em 2003, passamos a efetuar este cálculo como a soma da extensão linear da rede de média-tensão e da rede de baixa-tensão disponível no sistema GEMINI, com contagem em dobro (em relação ao critério anterior) caso existam redes conjuntas de média e baixa tensão. O sistema GEMINI é o gerenciador da rede de distribuição da CEMIG. Com a inclusão e início dos módulos de Operação, Projetos, Registro de Clientes e Planejamento, todos os ativos de distribuição estão sendo atualmente administrados pelo sistema GEMINI, constituindo no presente a fonte de informações utilizada pela ANEEL para coleta dos dados referentes a ativos para realização das revisões tarifárias.

Em consequência, as estatísticas sobre extensão de redes, número de transformadores, iluminação pública e quantidade de postes de transmissão são atualmente fornecidas pelo sistema georreferenciado GEMINI. Acreditamos que este procedimento resultou em dados mais precisos, redução de erros de avaliação de ativos fixos e aumento da confiabilidade.

Expansão da Capacidade de Distribuição

Nosso plano de expansão de distribuição para os próximos cinco anos baseia-se em projeções de crescimento de mercado. Para os próximos cinco anos, segundo nossas previsões, um aumento de, aproximadamente, 903.500 novos consumidores urbanos e 103.000 consumidores rurais. Para fazer face a este crescimento, segundo prevemos, temos de acrescentar mais 238.200 postes de rede de distribuição de média tensão, 1.002 milhas de linhas de transmissão e 24 subestações abaixadoras, adicionando 816,5 MVA à nossa rede de distribuição, aumentando a capacidade instalada da rede para 1.553 MVA, incluindo reforços. Projetos em andamentos para desenvolvimento de nossa capacidade de distribuição incluem os seguintes:

Luz para Todos – Adotamos um programa de desenvolvimento de energia elétrica rural, chamado programa Luz para Todos, com recursos do Governo Federal e do Governo do Estado de Minas Gerais. Pretendemos nos valer do programa para atingir nossa meta de fornecimento de energia elétrica a 100% dos consumidores rurais no Estado de Minas Gerais. O programa inclui o subprograma Luz no Saber, que utiliza energia solar na iluminação de escolas, centros comunitários e residências rurais em locais remotos ainda não conectados à rede de distribuição. A primeira fase do programa Luz para Todos forneceu energia a 190.000 residências rurais adicionais no Estado de Minas Gerais e demandou um total de investimentos de aproximadamente R$1,7 bilhão, dos quais a CEMIG investiu R$375,8 milhões. Em 2009, o Governo Federal, o Governo Estadual e as concessionárias lançaram uma segunda fase do programa. Um investimento total de R$491 milhões está projetado para a segunda fase do programa, dos quais a CEMIG é responsável por, aproximadamente, R$80 milhões.

Projeto Noroeste – Planejado em 2003 e 2004, lançamos o Projeto Noroeste em 2004, com o objetivo de adicionar 150 MVA de capacidade instalada em nosso sistema de distribuição na região nordeste do Estado de Minas Gerais, aumentando a capacidade total de distribuição disponível para 300 MVA. Pretendemos suprir energia elétrica para a região para substituir o diesel tradicionalmente utilizado por produtores rurais, com o objetivo de contribuir para o crescimento local de maneira sustentável. O custo estimado do projeto é de R$154 milhões, dos quais já captamos R$133 milhões até a presente data.

Cresce Minas – O projeto Cresce Minas foi lançado em 2007 para revitalizar e expandir o sistema de distribuição na região norte do Estado de Minas Gerais, melhorando a confiabilidade do sistema e aumentando a qualidade do serviço para os consumidores. Espera-se que o projeto beneficie aproximadamente 340 municípios (41% do total) do Estado de Minas Gerais, englobando uma população total de aproximadamente 4,1 milhões, incluindo aproximadamente 1,1 milhões de consumidores. Em 2008, a CEMIG investiu R$167.5 milhões em gastos

de capital próprio exclusivamente para fortalecer o sistema de distribuição de média-voltagem, de um total de R$270,8 milhões, estimado, sendo que se espera que o saldo deste seja investido em projetos na modalidade *turn-key* em 2010. A CEMIG também investiu R$18.9 milhões em 2008 para fortalecer o sistema de subtransmissão. Nos próximos três anos, esperamos investir um total de R$132,3 milhões em nossos sistemas de subtransmissão e transmissão.

Centro Administrativo de Minas Gerais – Em 24 de dezembro de 2008, por meio do Despacho nº 4.795, a ANEEL consentiu com a celebração de um convênio para cooperação técnica e financeira entre a Cemig Distribuição e a Companhia de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais, ou Codemig, relativo à construção de instalações de distribuição de eletricidade para fornecer energia para o novo centro administrativo do Estado de Minas Gerais, a um custo total de desenvolvimento para a Cemig Distribuição de R$41,6 milhões. Nos termos do convênio, a Cemig Distribuição deve desembolsar R$10,5 milhões no prazo de 26 meses no desenvolvimento do projeto.

Compras de Energia Elétrica

Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008, compramos 9.021 GWh de energia elétrica de Itaipu, representando aproximadamente 36,0% da energia elétrica por nós vendida a consumidores finais. Além da energia elétrica adquirida de Itaipu, temos basicamente dois outros tipos de fornecimento: (i) compras de energia por meio de leilões públicos, que representaram aproximadamente 55,0% da energia elétrica comprada para revenda durante o ano encerrado em 31 de dezembro de 2008, e (ii) contratos de compra e venda de energia de longo prazo, celebrados anteriormente à entrada em vigor do Novo Modelo do Setor Elétrico, que representaram aproximadamente 9,0% da energia elétrica adquirida em 2008.

Itaipu – Itaipu é uma das maiores usinas hidrelétricas em operação do mundo, com capacidade instalada de 14.000 MW. A Centrais Elétricas Brasileiras S.A., ou Eletrobrás, *holding* controlada pelo Governo Federal, detém participação de 50% na Itaipu, ao passo que os restantes 50% são detidos pelo governo do Paraguai. O Brasil, nos termos do tratado de 1973 celebrado com o Paraguai, tem a opção de comprar a totalidade da energia elétrica gerada por Itaipu que não for consumida pelo Paraguai. Geralmente o Brasil compra mais de 95% da energia elétrica gerada pela Itaipu.

Somos uma das 19 companhias elétricas que operam nas regiões sul, sudeste e centro-oeste do Brasil obrigadas a comprar, em conjunto, a totalidade da energia elétrica gerada por Itaipu que cabe ao Brasil. O Governo Federal aloca a parcela do Brasil de energia elétrica de Itaipu entre as referidas companhias elétricas em montantes proporcionais à sua respectiva participação de mercado histórica nas vendas de energia elétrica totais. Atualmente, somos obrigados a comprar aproximadamente 17,3% da totalidade do volume de energia elétrica comprada pelo Brasil de Itaipu a tarifas fixadas de forma a custear as despesas operacionais de Itaipu e os pagamentos de principal e juros sobre os empréstimos denominados em dólares de Itaipu, bem como o custo em reais de transmissão dessa energia ao sistema elétrico interligado. Essas tarifas estão acima da média nacional para fornecimento de energia elétrica de grandes volumes, sendo calculadas em dólares dos Estados Unidos. Dessa forma, as flutuações da taxa de câmbio do dólar dos Estados Unidos/real afetarão o custo, em termos reais, da energia elétrica que somos obrigados a comprar de Itaipu. Historicamente, temos sido capazes de recuperar o custo dessa energia elétrica cobrando dos consumidores tarifas de fornecimento. De acordo com nosso contrato de concessão, os aumentos das tarifas de fornecimento poderão ser repassados ao consumidor final mediante aprovação da ANEEL.

No segundo semestre de 2007, a ANEEL determinou a redução na quantidade de energia a ser comprada por algumas companhias de distribuição da Itaipu. A partir de janeiro de 2008, a quantidade de energia elétrica adquirida de Itaipu por cada uma das empresas concessionárias de distribuição está sendo revisada e realocada com base no real consumo de cada uma dessas concessionárias em 2004. Essa alteração resultará em aumentos ou diminuições da quantidade de energia adquirida de Itaipu por tais concessionárias. Em nosso caso, ocorreu uma redução de aproximadamente 326 MW médios da quantidade total de energia que adquirimos de Itaipu, e donos adquirimos o restante no MME, bem como no mercado à vista. Não podemos prever o impacto dessas mudanças sobre as tarifas cobradas do consumidor final.

Contratos Provenientes dos Leilões – Adquirimos energia elétrica por meio de leilões públicos na CCEE. Esses contratos foram formalizados entre a CEMIG e os vários vendedores de acordo com os termos e condições estabelecidos no edital do leilão. A tabela a seguir demonstra as quantidades de energia elétrica adquiridas, tarifas médias e preços, relativos aos CCEARs resultantes da energia elétrica adquirida pela CEMIG em leilões em 2008.

Esta também inclui os contratos executados anteriormente a 2008, mas ainda em vigor em tal ano. Vide: "— O Setor Elétrico Brasileiro" para maiores informações sobre a CCEE e o CCEAR.

Tarifa Média	Energia Elétrica Contratada (MW – médios por ano)	Prazo do Contrato
57,51	530,17	2005 a 2012
67,33	919,14	2006 a 2013
57,51	530,17	2005 a 2012
67,33	919,14	2006 a 2013
138,74	3,50	2008 a 2008
83,13	105,47	2008 a 2015
106,95	4,47	2008 a 2037
145,77	140,52	2009 a 2009
132,27	35,31	2008 a 2022
114,28	3,16	2009 a 2038
126,77	60,41	2009 a 2038
129,26	41,32	2009 a 2023
132,39	38,43	2009 a 2023
115,05	91,77	2010 a 2039
134,99	20,12	2010 a 2039
121,81	88,98	2010 a 2024
138,85	61,23	2010 a 2024
134,67	431,17	2010 a 2024
120,86	24,71	2011 a 2040
128,42	63,89	2011 a 2025
137,44	23,24	2011 a 2025
129,14	56,57	2012 a 2041
128,37	126,34	2012 a 2026
78,87	122,83	2012 a 2041

Contratos Bilaterais – A Cemig Distribuição celebrou contratos bilaterais com vários fornecedores anteriormente à entrada em vigor do Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004. Tais contratos são válidos de acordo com os termos e condições originalmente pactuadas, não podendo ser renovados. Durante o ano encerrado em 31 de dezembro de 2008, a Cemig Distribuição adquiriu 1.798 GWh em relação a estes contratos, que representou 6,44% da energia elétrica total requerida pela Cemig Distribuição durante 2008.

Outras Atividades

Distribuição de Gás Natural

A Companhia de Gás de Minas Gerais, ou Gasmig, foi constituída em Minas gerais, Brasil, no ano de 1986 com a finalidade de desenvolver e implementar a distribuição de gás natural em Minas Gerais. A CEMIG detém participação de aproximadamente 55% na Gasmig e a Petrobras, por meio de sua subsidiária Gaspetro – Petrobras Gás S.A. detém 40% da Gasmig. A participação remanescente é detida pela Minas Gerais Participações Ltda., ou MGI, o órgão de investimentos do Governo Estadual, e pela cidade de Belo Horizonte.

Em janeiro de 1993, o Governo do Estado de Minas Gerais outorgou à Gasmig concessão exclusiva de 30 anos para a distribuição de gás cobrindo todo o Estado de Minas Gerais e os consumidores ali localizados. Os esforços de marketing da Gasmig concentram-se em sua capacidade de proporcionar uma alternativa mais eficiente economicamente e não agressora do meio ambiente ao petróleo, gás liquefeito de petróleo, ou GLP, e madeira. Em 2008, a Gasmig forneceu aproximadamente 2,4 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia a 271 consumidores: 171 clientes industriais e comerciais, 92 postos distribuidores de gás natural para veículos, ou GNV, no varejo, duas termelétricas e seis distribuidoras de gás natural comprimido, ou GNC. A Gasmig forneceu 0,8 milhão de metros cúbicos de gás por dia para usinas termoelétricas e 1,6 milhão de metros cúbicos para consumidores do varejo. Além de servir o mercado convencional e as usinas termoelétricas, a Gasmig supre oito clientes com gás liquefeito de petróleo, ou GLP, re-gaseificado. Em 2008, a Gasmig distribuiu aproximadamente 4,0% de todo o gás natural distribuído no Brasil.

A Gaspetro adquiriu sua participação acionária de 40% nos termos de um Acordo de Empreendimento Conjunto datado de 25 de agosto de 2004, entre a CEMIG, a Gasmig, a Gaspetro e a Petrobras. Nos termos do Acordo de Empreendimento Conjunto, a Petrobras comprometeu-se a efetuar investimentos para expansão da capacidade dos atuais gasodutos conectados à rede de distribuição da Gasmig e para construir novos gasodutos, tendo a CEMIG e a Gaspetro se comprometido a custear o plano de gastos de capital da Gasmig para expansão de sua rede de distribuição.

A operação foi implementada em 15 de dezembro de 2004, quando a Petrobras, por intermédio de suas subsidiárias Gaspetro e TSS, concluiu a aquisição de participação societária de 40% na Gasmig. Em 26 de julho de 2006, a TSS foi incorporada pela Gasmig. Como condição para tal investimento, a Petrobras e a CEMIG firmaram Acordo de Acionistas no qual a CEMIG avençou com a Petrobras e suas subsidiárias o compartilhamento da administração da Gasmig. Em 15 de dezembro de 2004, a GASMIG celebrou um contrato de suprimento adicional com a Petrobras que garante um aumento gradual de suprimento de até 5,1 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, além dos 3,5 milhões de metros cúbicos por dia já previamente contratados. Este contrato de suprimento adicional destina-se ao fornecimento de gás natural para as regiões do Vale do Aço e o sul de Minas Gerais, e também para a expansão do serviço para as regiões da Grande Belo Horizonte, a Zona da Mata (no sudeste de Minas Gerais) e Campos das Vertentes (região histórica), nos mercados industrial, comercial, automobilístico e residencial. O contrato de suprimento adicional tem prazo de 20 anos, e esperamos que o fornecimento comercial relativo ao contrato se inicie no segundo semestre de 2009, com base na demanda de mercado. Nos termos deste contrato, o preço será determinado com base no preço internacional do petróleo, no mercado de Nova York.

Segundo prevemos, a associação com a Petrobras expandirá a capacidade de distribuição da Gasmig, tendo em vista que esperamos que nossa capacidade de disponibilizar gás natural a nossos clientes aumente significativamente com a implementação dos investimentos da Petrobras em gasodutos. Prevemos que os gastos de capital da Gasmig para 2009 e 2010 serão utilizados principalmente para expansão de nossa rede de distribuição em regiões altamente industrializadas de Minas Gerais. A Gasmig já iniciou as ampliações necessárias para atender as regiões do Vale do Aço e a região sul do Estado de Minas Gerais.

Não contabilizando nossa participação na Gasmig como investimento consolidado em nossas demonstrações financeiras em conformidade com a Força Tarefa para Questões Emergentes, ou EITF, nº 96-16, "Contabilidade do Investidor para a Investida Caso o Investidor Detenha a Maioria do Direito de Voto, mas o Acionista ou Acionistas Minoritários Detenham Certos Direitos de Aprovação ou Veto." Consolidamos as receitas e despesas da Gasmig durante o período compreendido entre 1º de janeiro de 2004 e 15 de dezembro de 2004, data da venda, por nossa empresa à Petrobras, da participação societária de 40,00% na Gasmig.

Com exceção do GLP fornecido para a Gasmig por uma *joint-venture* entre Petrobras e White Martins Industriais Ltda., ou White Martins, a Gasmig adquire a totalidade de suas necessidades de gás natural da Petrobras e tal gás natural é fornecido principalmente pelas próprias reservas Petrobras. Nossa relação com a Petrobras é regida por dois contratos de longo prazo, que expiram em 2020 e 2028. O preço cobrado pela Gasmig de seus consumidores é baseado no preço cobrado pela Petrobras, acrescido de uma margem. Portanto, todos os aumentos de custos na compra de gás natural da Gasmig são repassados a seus consumidores por meio de aumentos de tarifas.

Minas Gerais respondeu por aproximadamente 11% do consumo total de gás natural do Brasil em 2008. Muitas indústrias intensivas em termos de energia, tais como cimento, siderurgia, ferro-ligas e metalurgia, operam significativamente no estado. Estimamos que a demanda total de gás natural em Minas Gerais chegará a aproximadamente 5 milhões de metros cúbicos de gás por dia até 2012, volume superior ao suprimento disponível projetado por nós. A principal estratégia da Gasmig é a expansão de sua rede de distribuição de forma a cobrir a parcela da demanda ainda não atendida. A Gasmig dedica-se ao desenvolvimento de novos projetos de ampliação de seus sistemas de distribuição de gás natural para chegar a consumidores de outras áreas de Minas Gerais, principalmente áreas densamente industrializadas. Em 2006, a Gasmig começou a fornecer gás para três companhias industriais e duas estações distribuidoras de GNV no varejo na região do Vale do Aço, concluindo, desta maneira, a primeira fase do serviço para aquela região do Estado de Minas Gerais. O volume médio de gás natural distribuído na primeira fase foi de, aproximadamente, 200.000 metros cúbicos por dia. A Gasmig adiantou sua data de início, para agosto de 2006, fornecendo serviço para a região sul do Estado de Minas Gerais, através da re-gaseificação do GLP contratado com a Gáslocal, uma *joint-venture* da Petrobras e White Martins.

Em 2008, a Gasmig apresentou receita bruta de aproximadamente R$545 milhões e receita líquida depois de impostos de aproximadamente R$85 milhões. Reconhecemos R$47 milhões como receitas advindas da Gasmig em 2008.

Em 2008, a Gasmig investiu aproximadamente R$126 milhões na expansão de sua rede de gasodutos com o fim de atender mais clientes no Estado de Minas Gerais. Os recursos para financiar a expansão vieram principalmente de seu próprio fluxo de caixa e reinvestimento dos dividendos pagáveis à CEMIG. Não houve alterações na estrutura acionária da Gasmig. Atualmente, o gasoduto que transporta gás natural da bacia petrolífera de Campos (Estado do Rio de Janeiro, Brasil) opera a plena capacidade, sendo necessário investimento adicional por parte do Governo Federal para a expansão de sua capacidade ou para a construção de novo gasoduto para atender a crescente demanda antecipada de gás natural no Estado de Minas Gerais.

Exploração e Produção de Petróleo Cru e Gás Natural

Em 18 de dezembro de 2008, um consórcio formado pela CEMIG, Companhia de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais - Codemig, Comp Exploração e Produção de Petróleo e Gás S.A., Sipet Agropastoril Ltda. e Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda. participou da 10ª Rodada de Leilões do Brasil realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biodiesel, ou ANP, para permitir a assinatura de contratos de concessão para blocos exploratórios. O consórcio tornou-se concessionário de quatro blocos (SF-T-104, SF-T-114, SF-T-120 e SF-T-127) na Bacia do São Francisco, um bloco (POT-T-603) na Bacia Potiguar, e um bloco (REC-T-163) na Bacia do Recôncavo Baiano. A participação de ambas CEMIG e Codemig é de 24,5% cada. A participação total da Comp, Sipet e Orteng é de 51%, mas a participação individual dessas três sociedades varia dependendo de cada bloco. A assinatura do contrato de concessão está agendada para ocorrer em 30 de junho de 2009 e esperamos que os investimentos projetados da CEMIG não ultrapassem de R$30 milhões na fase de pesquisa.

Telecomunicações, Internet e Televisão a Cabo

Em 13 de janeiro de 1999, constituímos a Empresa de Infovias S.A. em Minas Gerais, Brasil, sob a forma de uma *joint-venture* com a AES Força Empreendimentos Ltda., integrante do grupo AES Corporation. Atualmente, detemos 100% das ações ordinárias da Empresa de Infovias S.A., a qual dispõe de *backbone* de cabos de fibras ópticas para telecomunicações de longa distância, instalado ao longo de nossa rede elétrica que utiliza cabos de fibra óptica subterrâneos. Esse *backbone* de comunicações está conectado a uma rede de acesso baseada em tecnologia de cabo de fibra híbrida-coaxial, estando posicionado ao longo de nossa rede elétrica. De acordo com a legislação de telecomunicações brasileira, também colocamos nossa infraestrutura de rede à disposição de outras prestadoras de serviços de telecomunicações interessadas em locá-la.

A Empresa de Infovias S.A. iniciou operações comerciais em janeiro de 2001. Os principais serviços de telecomunicações fornecidos pela Empresa de Infovias S.A. por meio de sua rede são transporte e acesso de sinal, ambos para aplicações ponto-a-ponto e ponto-a-multiponto, prestados principalmente a operadoras de telecomunicações e provedores de serviços de Internet com base em canal exclusivo. A Empresa de Infovias S.A. também está ampliando seus serviços de Internet de banda larga, atualmente disponível nas cidades de Belo Horizonte, Poços de Caldas, Barbacena, Contagem, Sete Lagoas, Ipatinga e Uberaba, a outras cidades de Minas Gerais.

A Empresa de Infovias S.A. presta serviço de rede de televisão a cabo em 12 cidades de Minas Gerais, de acordo com contrato de prestação de serviços de 15 anos, cujo término ocorrerá em 31 de dezembro de 2015, firmado com a WAY TV Belo Horizonte S.A., ou WAY TV, e a Brasil Telecomunicações S.A., cada qual detentora de concessões para prestação de serviços de televisão a cabo e Internet em certas cidades de Minas Gerais, nos termos do qual a Empresa de Infovias S.A. permite a estas empresas utilizar sua infraestrutura de rede. Em contrapartida, a WAY TV e a Brasil Telecomunicações estão obrigadas a entregar à Empresa de Infovias S.A. porcentagem da receita proveniente de seus assinantes de televisão a cabo e da Internet.

A Empresa de Infovias S.A. detinha uma participação de 69,25% na WAY TV, incluindo 49,9% de suas ações ordinárias. Em 12 de novembro de 2007, a Empresa de Infovias S.A. obteve a aprovação final da Agência Nacional de Telecomunicações acerca da venda de sua participação na WAY TV para a TNL PCS Participações S.A., uma afiliada do Grupo Oi. A venda foi consumada em 14 de novembro de 2007 por, aproximadamente R$103,4 milhões, que representou o preço de compra de R$91,4 milhões mais os juros sobre tal preço de compra depositados judicialmente desde a assinatura do contrato de venda em 1º de agosto de 2006. Em 4 de junho de 2008, o CADE aprovou a venda, sujeita a certas restrições.

A Empresa de Infovias S.A. também nos presta serviços de transmissão de dados intra-empresa de acordo com contrato de cinco anos assinado em 2001 e renovado em outubro de 2007. Utilizamos esse serviço para comunicações internas, assim como para certas comunicações com nossos clientes.

Em 2008, a Empresa de Infovias S.A. consolidou receita bruta de R$99,3 milhões e lucro líquido de R$24 milhões.

Os gastos de capital da Empresa de Infovias S.A. nos últimos cinco anos foram de R$100,9 milhões e os gastos de capital em 2009 serão utilizados principalmente para a expansão de sua rede de telecomunicações.

Serviços de Consultoria e Outros Serviços

Prestamos serviços de consultoria aos governos e companhias de utilidade pública do setor elétrico com a finalidade de auferir receitas adicionais a partir da tecnologia e *expertise* por nós desenvolvidas por meio de nossas operações. No decorrer dos últimos dez anos, prestamos esse tipo de serviço a órgãos e companhias governamentais em dez países, entre eles Canadá, Paraguai, Honduras, El Salvador, e ao governo do Panamá.

Em 9 de janeiro de 2002, criamos a Efficientia S.A., ou Efficientia, em Minas Gerais, para a prestação de serviços de soluções de otimização e eficiência de projetos e serviços de operação e administração a usinas de fornecimento de energia. Detemos participação de 100% na Efficientia, que iniciou operações em 2003. A Efficientia vem aumentando sua participação no mercado brasileiro de serviços especializados de consultoria e suas receitas a cada ano, desde sua entrada em operação. Tais serviços incluem consultoria especializada nas áreas de eficiência, soluções em energia, redução de perdas não técnicas em outras detentoras de concessão de serviço de distribuição e prestação de serviços de manutenção preventiva.

Em 2008, a Efficientia registrou um lucro líquido de R$6,5 milhões. A receita bruta da Efficientia em 2008 totalizou R$10,7 milhões, um crescimento de 24,3% em relação a 2007. Esse aumento na receita bruta foi acompanhado de custos operacionais de R$2,3 milhões, aproximadamente 50% menores que em 2007. Os destaques dos projetos de consultoria da Efficientia em 2008 incluem a consultoria relativa à implementação de uma usina de co-geração que utiliza gás residual das operações das instalações metalúrgicas e relativa a cinco soluções para economia de energia elétrica dos sistemas elétricos. Os projetos de consultoria também incluíram a ligação de uma usina de co-geração com a rede da Cemig Distribuição, a qual permitirá a injeção do excedente de energia gerada pela Louis Dreyfus Commodities Bioenergia (companhia de açúcar e álcool) na rede da Cemig Distribuição. A usina gera energia 100% limpa e renovável.

Em parceria com a Concert Technologies S.A., Nansen S.A. Instrumentos de Precisão, Leme Engenharia Ltda. e FIR Capital Partners Ltda., criamos a Focus Soluções Tecnológicas S.A. em 27 de agosto de 2007, cuja denominação social foi alterada em 2008 para Axxiom Soluções Tecnológicas S.A., para oferecer soluções em tecnologia e sistemas para a gestão operacional dos titulares de concessionárias de serviços públicos, incluindo energia elétrica, gás, água e saneamento básico, bem como outros serviços públicos. A empresa começou a operar no segundo trimestre de 2008.

Adicionalmente, o Centro de Gestão de Tecnologia Estratégica, ou CGET, criado em 2005, como uma entidade sem fins lucrativos cujos objetivos incluem: estudos e pesquisa, desenvolvimento de tecnologias alternativas, produção de informações e conhecimento técnico e científico, incentivo para a adoção de medidas de desenvolvimento industrial, planos e programas, projetos para pesquisa e incorporação de inovações tecnológicas desenvolvidas ou adaptadas e implementação de centros de excelência e instituições para o desenvolvimento de estudos e prestação de serviços tecnológicos.

Perdas de Energia

Reconhecemos perdas de energia relacionadas às nossas operações na rede básica nacional, operada pelo ONS, aqui referida como Rede Básica. Estas perdas de energia são divididas em perdas "técnicas" e "não-técnicas".

O nível de perdas totais da CEMIG no ano de 2008 representou o montante de 5.790 GWh, em comparação aos 5.629 GWh em 2007. Desse total em 2008, 606 GWh estavam relacionados a perdas relativas a operações na Rede Básica atribuídas à CEMIG pelo ONS. Os 5.184 GWh restantes referem-se a perdas tanto técnicas quanto não-técnicas ocorridas em nossos próprios sistemas locais de distribuição, e representam 11,6% da energia total (46.301 GWh) que transitou pelos sistemas locais.

As perdas técnicas respondem por aproximadamente 80% de nossas perdas de energia na rede de distribuição local em 2008. Essas perdas são o resultado inevitável do processo de transformação abaixadora e transporte de energia elétrica. Procuramos minimizar perdas técnicas por meio da realização de avaliações rigorosas e regulares da qualidade de nossa distribuição de energia elétrica e de nossas instalações. Nossos sistemas de transmissão e distribuição são rotineiramente atualizados e ampliados visando manter padrões de qualidade e credibilidade, reduzindo, conseqüentemente, as perdas técnicas. Ademais, operamos nossos sistemas de transmissão e distribuição em certos níveis específicos de tensão a fim de minimizar perdas.

As perdas técnicas não são comparáveis. Trechos mais longos de distribuição (por exemplo, área rural) naturalmente têm as perdas técnicas maiores.

As perdas não-técnicas responderam pelos, aproximadamente, 20% restantes de nossas perdas de energia em 2008, sendo acarretadas por fraude, conexões ilegais, erros de medição e defeitos do medidor. A fim de minimizar as perdas não-técnicas, regularmente tomamos medidas preventivas, inclusive: inspeção dos medidores e conexões dos consumidores, modernização dos sistemas de medição, treinamento do pessoal responsável pela leitura dos medidores, padronização dos procedimentos de instalação e inspeção dos medidores, instalação de medidores com garantias de controle de qualidade, atualização do banco de dados dos consumidores e desenvolvimento de rede de distribuição protegida contra roubo.

Ademais, desenvolvemos um sistema integrado projetado para auxiliar na detecção e medição de perdas controláveis em todas as partes de nosso sistema de distribuição.

As perdas não-técnicas são parcialmente comparáveis entre companhias de energia, uma vez que indicam as ineficiências do setor e as complexidades sociais na área de concessão. No final de 2008, os indicadores que medem a qualidade no fornecimento pela Cemig Distribuição, DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor, em horas por ano, e FEC – Freqüência Equivalente de Interrupção por Consumidor foram de 13,65 e 6,53, respectivamente, em comparação com 13,14 e 6,39 em 2007.

Clientes e Faturamento

Base de Clientes

Nossos clientes do negócio de distribuição e geração, que estão localizados dentro de nossa área de concessão em Minas Gerais e fora do estado, são classificados em cinco categorias principais: industriais (que incluem atividades de mineração, manufatura e transformação), residenciais, comerciais (que incluem empresas de prestação de serviços, universidades e hospitais), rurais, e outros (que incluem entidades governamentais e públicas). Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2008, vendemos 42.926 GWh de energia, incluindo a energia vendida pela Cemig Geração e Transmissão para os chamados Consumidores Livres, principalmente industriais.

Com relação a 2008, em comparação com 2007, o volume de energia elétrica por nós vendido a consumidores industriais e comerciais aumentou em 8,4% e 7,6%, respectivamente, e o volume de energia elétrica vendido por nós a consumidores rurais aumentou em 4,3%. A outra categoria de consumidores aumentou 2,6% (com exclusão de fornecimento no atacado). O consumo residencial aumentou 5,2% de 2007 para 2008. A tabela a seguir apresenta informações relativas ao número de consumidores que tínhamos em 31 de dezembro de 2008, bem como ao consumo por categoria de consumidor, nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006:

Categoria de cliente	Número de clientes em 31 de dezembro de 2008		Consumo (GWh) Exercícios findos em 31 de dezembro de 2008		2007		2006	
Industrial	74.482	(1)	26.198	(2)	24.183	(2)	23.759	(2)
Residencial	5.400.214		7.164		6.813		6.647	
Comercial	578.021		4.423		4.111		3.851	
Rural	482.952		2.296		2.200		1.938	
Consumo próprio	829	(3)	35		34		30	
Outros	65.708	(4)	2.810		2.738		2.666	
Total	6.602.206		42.926		40.079		38.891	

(1) Inclui companhias subsidiárias e coligadas.
(2) A categoria dos consumidores industriais inclui o consumo pela Sá Carvalho S.A., Usina Térmica Ipatinga S.A., Horizontes Energia S.A., Cemig PCH S.A., Usina Termelétrica Barreiro S.A., Rosal Energia S.A., Cemig Capim Branco S.A..

(3) Não inclui o consumo referente ao fornecimento a outras concessionárias.
(4) Refere-se ao número de usinas, instalações e escritórios de nossa empresa que utilizam nossa energia, sendo cada qual considerado um cliente de acordo com os regulamentos da ANEEL.

Em 2008, adicionamos e faturamos 162.001 novos consumidores finais, representando crescimento de 2,5% em comparação com 2007, decorrente da expansão de nossos sistemas de transmissão e distribuição.

A maior parte da energia por nós vendida é comprada por grandes clientes industriais. Em 31 de dezembro de 2008, treze de nossos clientes industriais eram servidos por energia elétrica de alta tensão através de ligações diretas às nossas redes de transmissão. Esses clientes constituíram 14,5% da totalidade de nosso volume de vendas de energia elétrica em 2008, e aproximadamente 6,6% de nossa receita. No mesmo período, nossos treze maiores clientes industriais responderam por praticamente 19,0% da energia elétrica consumida. Nenhum de nossos dez maiores clientes é controlado por algum Governo Estadual ou pelo Governo Federal.

Em 31 de dezembro de 2008, havíamos celebrado contratos de compra e venda de energia com 889 de nossos clientes industriais. Nossos contratos de compra e venda de energia padronizados com clientes industriais têm prazo de duração de três ou cinco anos, contendo uma cláusula de demanda mínima que exige que o cliente pague pela demanda contratada, que representa a capacidade de sistema reservada àquele cliente, bem como o consumo efetivo do cliente. Acreditamos que este método de faturamento nos proporciona uma fonte relativamente estável de receita.

A tabela a seguir apresenta nossos volumes de vendas de energia elétrica industrial por tipo de cliente industrial em 31 de dezembro de 2008:

Clientes Industriais(1)	Volume de Vendas de Energia em GWh	Consumo como Porcentagem do Volume Total de Vendas de Energia Industrial
Siderurgia	7.117	27
Indústria de ferro-ligas........	4.967	19
Indústria química	2.865	11
Indústria de metais não-ferrosos........	1.045	4
Indústria mineradora........	412	9
Indústria alimentícia........	1.528	6
Indústria de cimento........	954	4
Outros........	7.310	28
Total........	26.198	100

(1) A categoria de consumidor industrial inclui o consumo pela Sá Carvalho S.A., Usina Térmica Ipatinga S.A., Horizontes Energia S.A., Cemig PCH S.A e Usina Termelétrica Barreiro S.A..

A tabela a seguir apresenta os nomes e correspondentes setores de atuação de nossos dez maiores clientes em 2008:

Dez maiores clientes (relacionados por ordem de energia total comprada de nós, em GWh, em 2007)	Indústria
Companhia Siderúrgica Paulista – COSIPA.	Siderurgia
Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. — USIMINAS	Siderurgia
Ligas de Alumínio S.A.	Ferro-ligas
Companhia Brasileira de Carbureto de Cálcio – CBCC	Ferro-ligas
White Martins Gases Industriais S.A.	Química
Italmagnésio Nordeste S.A.	Ferro-ligas
Companhia Ferro Ligas Minas Gerais.	Ferro-ligas
Saint Gobain Materiais Cerâmicos Ltda.	Química
Belgo Siderurgia S.A	Siderurgia
Votorantim Metais e Zinco S.A.	Não-ferrosos

Como resultado de nossa estratégia que visa obter maior participação no mercado de contratação livre, celebramos contratos com Consumidores Livres de grande porte dentro e fora do Estado de Minas Gerais, envolvendo a venda de um volume de energia elétrica, em 2008, de 22.609GWh para tais consumidores. Em conseqüência da desverticalização, grande parte de nossos contratos com consumidores de grande porte dentro de

nossa área de concessão foram cedidos à Cemig Geração e Transmissão em 2008. A maioria de nossos clientes de grande porte, que representam quase 50% de nossa energia vendida já contratou a aquisição de energia elétrica da Cemig Geração e Transmissão para os próximos anos. Os consumidores que optam por se tornar Consumidores Livres são principalmente os industriais, cuja demanda geralmente excede 3 MW. Os consumidores que consomem entre 500 kW e 3MW podem optar por comprar energia elétrica de outras fontes, caso a fonte seja renovável, como, por exemplo, as pequenas centrais hidrelétricas ou biomassa.

Em 2008, firmamos dois relevantes grupos de contratos com grandes Consumidores Livre. O primeiro grupo de contratos foi firmado com o Grupo Votorantim, através do qual nós forneceremos quantidades variáveis de energia, dos atuais 145 MW médios para até 670 MW médios em alguns anos. O montante total deste grupo de contratos é de, aproximadamente, R$10,5 bilhões e expirará em 2028. Espera-se que estes contratos gerem receita de, aproximadamente R$500 milhões por ano para a CEMIG até seu término em 2028. O segundo grupo de contratos foi firmado em 26 de maio de 2008, com o Grupo ArcelorMittal, para o fornecimento de até 313,5 MW médios (o dobro do volume que fornecemos atualmente ao Grupo ArcelorMittal). O montante total deste segundo grupo de contratos é de, aproximadamente, R$4,4 bilhões e expirará em 2020. Esperamos que este grupo de contratos gere uma receita de, aproximadamente, R$360 milhões por ano até seu término, em 2020.

Faturamento

Nosso faturamento mensal e procedimentos de pagamento relativos à distribuição de energia elétrica variam segundo a categoria de consumidor. Nossos consumidores de grande porte, que dispõem de ligações diretas com nossa rede de transmissão, são geralmente faturados no mesmo dia da leitura de seus medidores. O pagamento deve ser efetuado dentro de cinco dias a contar da entrega da fatura. Outros clientes que recebem energia elétrica de alta e média tensão (aproximadamente 8.000 consumidores recebem energia elétrica em um nível de tensão igual ou superior a 2,3 kV ou são ligados por meio de redes de distribuição subterrâneas, com exceção de entidades do setor público) são faturados no prazo de um dia (70%) ou dois dias (30%) a contar da leitura de seus medidores, devendo o pagamento ser efetuado dentro de cinco dias a contar da entrega da fatura. Nossos clientes restantes são faturados no prazo de sete dias a contar da leitura de seus medidores, devendo o pagamento ser efetuado dentro de 10 dias a partir da entrega da fatura, ou 15 dias a contar de entrega da fatura, no caso de instituições do setor público. As faturas são elaboradas a partir da leitura do medidor ou com base na estimativa de consumo.

Sazonalidade

Nossas vendas são afetadas pela sazonalidade. Normalmente, ocorre aumento de consumo pelos clientes industriais e comerciais no terceiro trimestre fiscal devido ao aumento da atividade industrial e comercial. Ademais, em geral há aumento de uso de energia elétrica em todas as categorias de consumidores durante os meses de verão de janeiro, fevereiro e março em razão das temperaturas elevadas. Certos dados representativos do consumo fiscal trimestral por parte de consumidores finais de 2006 a 2008, em GWh, são apresentados abaixo:

Ano	Primeiro trimestre	Segundo trimestre	Terceiro trimestre	Quarto trimestre
2006 (1) (2)	9.485	9.619	9.901	9.886
2007 (1) (2)	9.337	10.016	10.238	10.488
2008 (1) (2)	9.948	10.438	11.312	11.228

(1) Inclui consumo de Sá Carvalho S.A., Usina Térmica Ipatinga S.A., Usina Térmica Barreiro S.A., Cemig PCH S.A. e Horizontes Energia S.A..
(2) Não inclui fornecimento a outras concessionárias.

Concorrência

Contratos com Consumidores Livres

Possuíamos 157 contratos com Consumidores Livres em 31 de dezembro de 2008. Destes contratos, 16 são contratos com empresas localizadas fora da área de concessão da empresa de distribuição e representam 1.870 GWh de energia por ano. Esses contratos têm prazo de duração de três a dez anos e representam volume total de aproximadamente 19.150 GWh/ano.

A estratégia da CEMIG no Ambiente de Contratação Livre te sido o de realizar contratos de longa duração, estabelecendo e promovendo, desta forma, um relacionamento de longa duração com nossos consumidores. Buscamos nos diferenciar no mercado consumidor com base na qualidade de nossos serviços e no valor adicionado

da Cemig Geração e Transmissão. Este posicionamento, juntamente com uma estratégia de vendas que busca minimizar a exposição a preços de curto prazo e contratos com alto "*Take or Pay*", traduz-se em riscos mais baixos e maior previsibilidade dos resultados da Companhia.

No final de 2008, éramos a maior vendedora de energia no Ambiente de Contratação Livre.

Concessões

Cada concessão atualmente por nós detida é objeto de processo licitatório por ocasião de seu término. Entretanto, em conformidade com a Lei de Concessões, concessões existentes poderão ser prorrogadas pelo Governo Federal sem necessidade de processo licitatório por prazos adicionais de até 20 anos, mediante requerimento da concessionária, contanto que a concessionária tenha atendido a padrões mínimos de desempenho e a proposta seja aceitável ao Governo Federal. Em 22 de setembro de 2004, solicitamos à ANEEL a prorrogação por 20 anos das concessões das usinas hidrelétricas de Emborcação e Nova Ponte. Em 14 de junho de 2007, o Governo Federal aprovou a extensão das concessões dessas usinas elétricas por um período de 20 anos a partir de 24 de julho de 2005. O contrato de concessão relacionado foi aditado em 22 de outubro de 2008, para refletir a prorrogação outorgada à Cemig Geração e Transmissão.

É possível que vários de nossos clientes industriais de grande porte venham a se tornar APEs de acordo com a Lei de Concessões com a finalidade de obter o direito de gerar energia elétrica para uso próprio. A outorga de certas concessões a nossos consumidores industriais de grande porte poderia afetar adversamente nossos resultados operacionais.

Matérias-Primas

Água é a principal matéria-prima utilizada por nós na produção de energia, representando 97% do total de matérias-primas utilizadas. Nossa principal despesa com matérias-primas constitui a compra de óleo combustível, que é consumido por nossas três usinas termelétricas no processo de geração de energia elétrica. O consumo de óleo combustível no exercício findo em 31 de dezembro de 2008 representou uma despesa de R$70 milhões. Vide "- O setor Elétrico Brasileiro – Encargos Regulatórios" e "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras".

Questões Ambientais

Visão Geral

Nossas atividades de geração, transmissão e distribuição estão sujeitas a legislação federal e estadual de cobertura ampla referente à preservação do meio ambiente. A Constituição Brasileira confere ao Governo Federal, governos estaduais e municipais poder para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e regulamentar essas leis. O Governo Federal tem competência para promulgar normas ambientais gerais, enquanto os governos estaduais têm poderes para promulgar regulamentação ambiental mais específica e ainda mais severa. Um infrator das leis ambientais aplicáveis está sujeito a sanções administrativas e criminais, e terá a obrigação de reparar e/ou compensar os danos ambientais. As sanções administrativas podem incluir multas e suspensão de atividades, enquanto as sanções criminais podem incluir multas e, para indivíduos, a possibilidade de prisão, que pode ser imposta a diretores e empregados de sociedades que cometem crimes ambientais.

Nossos estudos de impactos ambientais são preparados por equipes multidisciplinares, que analisam os impactos ambientais de nossos projetos e propõem soluções para minimizar seus efeitos no meio ambiente. A lei brasileira aplicável exige a obtenção de licenças relacionadas à construção, instalação, expansão e operação de certos tipos de instalação.

Acreditamos estarmos em conformidade, em todos os aspectos relevantes, com as leis e regulamentações ambientais aplicáveis.

Somos certificados pelo Sistema de Gestão Ambiental (SGA) em nossas operações em diversos municípios, nossos armazéns de depósito de materiais e logística, a estação ambiental de Volta Grande, a Reserva Ambiental de Galheioros, e nossas unidades de gerenciamento de unidades para segurança industrial, gerenciamento de propriedade e serviços de contingências operacionais.

No final de 2008, as seguintes usinas estavam certificadas pelo SGA da Cemig: Camargos, Salto Grande, Volta Grande, Jaguara, Três Marias, Emborcação, e Igarapé – e as seguintes estavam certificadas nos termos da ISO 14001: São Simão, Miranda, Rosal, Irapé, Nova Ponte, e Itutinga. Juntas, estas usinas representam 5.767 MW da capacidade instalada da CEMIG, e fazem com que o percentual das usinas de geração da CEMIG que são certificadas seja de 89%.

Em conformidade com nossa política ambiental, estabelecemos vários programas para prevenção e controle de danos, que visam limitar nossos riscos relacionados a questões ambientais.

Em 2008, investimos aproximadamente R$28,3 milhões em projetos de atendimento à legislação ambiental com relação a plantas, equipamentos e implementação de novos projetos, e também gastamos R$42,2 milhões em despesas operacionais e de manutenção com relação às nossas atividades atuais, tais como descarte final de resíduos, implantação de sistemas de gestão ambiental, auditorias, plantio de matas ciliares, cultura de peixes, implantação de políticas relativas à poda de árvores e ao petróleo, programas de educação ambiental, manutenção de unidades de preservação, treinamento e outras atividades. Também investimos R$476 mil em projetos de pesquisa e desenvolvimento ambientais desenvolvidos em conjunto com universidades e institutos de pesquisa.

Licenças ambientais

A legislação brasileira exige que sejam obtidas licenças para a construção, instalação, expansão e operação de qualquer empreendimento que utilize recursos naturais, cause degradação ambiental ou polua ou tenha potencial para causar degradação ambiental ou poluição ou que danifique sítios arqueológicos. Geralmente, os governos estaduais administram o processo de concessão de licenças ambientais para instalações que poderão afetar somente tal Estado. O Governo Federal é responsável pelo processo de concessão de licenças ambientais para instalações que possam representar impacto ambiental em mais de um estado e/ou fiquem situadas em dois ou mais estados.

As Deliberações Normativas do COPAM nº 17, de 17 de dezembro de 1996, e nº 23, de 21 de outubro de 1997, estabelecem que as licenças operacionais deverão ser renovadas periodicamente para períodos de quatro a oito anos, dependendo do tamanho e potencial de poluição do empreendimento.

Com o propósito de fiscalizar e preservar patrimônio arqueológico anteriormente não protegido, a Deliberação nº 28, de 31 de janeiro de 2003, emitida pelo Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, ou Iphan, estabelece que renovações das licenças operacionais para usinas hidrelétricas são sujeitas a uma condição exigindo parecer favorável do Iphan com relação a estudos arqueológicos na área de depleção do reservatório, sendo tais estudos serão patrocinados pelo operador da usina.

A distribuição de gás natural pela Gasmig, por meio de gasodutos em Minas Gerais também está sujeita a controle ambiental. Acreditamos que todas as licenças necessárias à operação regular das atividades da Gasmig foram obtidas. As licenças ambientais para operação da Rede de Distribuição de Gás Natural foram devidamente emitidas pela Fundação Estadual do Meio Ambiente, ou FEAM, do Estado de Minas Gerais.

Licença de Operação Ambiental Corretiva

A Resolução nº 6, de 16 de setembro de 1987, emitida pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente, ou CONAMA, exige que estudos de avaliação de impacto ambiental sejam realizados e o respectivo relatório de avaliação de impacto ambiental seja elaborado para todas as instalações de geração de energia elétrica de grande porte construídas no Brasil após 1º de fevereiro de 1986. Para empreendimentos construídos anteriormente a 1º de fevereiro de 1986, esses estudos não são exigidos, mas estas instalações deverão obter licenças de operação ambiental corretivas, que podem ser obtidas mediante o protocolo de um formulário contendo determinadas informações sobre o empreendimento em questão. A obtenção de licenças corretivas para projetos que entraram em operação anteriormente a fevereiro de 1986 exige a apresentação, à autoridade ambiental competente, de um relatório ambiental, contendo as características do projeto, os impactos ambientais de sua construção e operação, e também as medidas atenuantes e compensatórias adotadas ou que estão em vias de ser adotadas pela organização que realiza o projeto.

A Lei Federal nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, estabelece multas para instalações que operem sem licenças ambientais. Em 1998, o Governo Federal editou a Medida Provisória 1.710 (atualmente Medida Provisória 2.163/41), que possibilita às operadoras de projetos celebrarem acordos com os órgãos reguladores ambientais competentes para fins de dar cumprimento à Lei Federal nº 9.605/98. Por conseguinte, estamos negociando com o

IBAMA e a FEAM, a fim de obter a licença de operação ambiental corretiva para todas as nossas usinas que tenham iniciado suas operações antes de fevereiro de 1986. As instalações de geração localizadas no Estado de Minas Gerais encontram-se sujeitas à competência da FEAM para fins de licença corretiva. Acordamos com a FEAM que a regularização de nossas instalações localizadas em Minas Gerais de maneira gradual. Não prevemos atualmente quaisquer custos ou compromissos relacionados a quaisquer recomendações que possam ser feitas pelo IBAMA e pela FEAM.

Atualmente, as instalações da Cemig Geração e Transmissão que entraram em operação anteriormente à vigência da legislação brasileira e que ainda não obtiveram suas respectivas licenças corretivas protocolaram pedidos perante os órgãos ambientais competentes.

Detemos, atualmente, licenças operacionais para as seguintes instalações: (i) usinas hidrelétricas: São Simão, Aimorés, Amador Aguiar I, Amador Aguiar II, Igarapava, Irapé, Itutinga, Miranda, Nova Ponte, Porto Estrela, Rosal, Funil, Queimado e Sá Carvalho; (ii) pequenas centrais hidrelétricas: Joasal, Paciência, Gafanhoto, Pai Joaquim, Rio de Pedras, Santa Luzia, Salto dos Moraes, Poquim e Piçarrão; (iii) usinas termelétricas: Barreiro e Formoso; (iv) a usina eólica Morro do Camelinho; e (v) o Sistema de Transmissão da Região Leste do Estado de Minas Gerais.

As licenças ambientais emitidas pelos órgãos estaduais e federais estão sujeitas a certas condicionantes impostas em razão de impactos ambientais previstos. Em circunstâncias extremas, a falha no cumprimento dessas condicionantes pode resultar na revogação da licença. Acreditamos estar de acordo com os requisitos mencionados em nossas licenças. As licenças ambientais são obtidas sujeitas a requisitos condicionantes que devem ser atendidos durante o período de sua validade. O descumprimento desses requisitos condicionantes pode resultar em penalidades administrativas, incluindo multas e a rejeição da licença ambiental. A CEMIG tem cumprido com as demandas dos condicionantes ambientais de suas licenças e periodicamente emite relatórios às autoridades regulatórias ambientais.

Reservas Florestais Legais

Segundo o artigo 1º, §2º, sub-item III da Lei Federal nº 4.771, de 15 de setembro de 1965 (o Código Florestal), uma Reserva Florestal Legal é uma área localizada em uma propriedade rural ou posse rural, que não seja qualquer área de preservação permanente, necessária para o uso sustentável dos recursos naturais, conservação ou reabilitação dos processos ecológicos, conservação da biodiversidade ou abrigo ou proteção da fauna e flora nativas.

Em Minas Gerais, onde a maior parte dos empreendimentos da CEMIG está localizada, a Lei Estadual nº 14.309, de 19 de julho de 2002, regulada pelo Decreto 43.710, de 8 de janeiro de 2004, que instituíram as Políticas Florestais e de Proteção da Biodiversidade, ratificaram a obrigação contida no Código Florestal, exigindo a constituição de uma Reserva Florestal Legal correspondente a 20% da área total da propriedade rural, como um instrumento para a proteção da biodiversidade e abrigo para a fauna e a flora no estado.

Entretanto, ambas a Lei Federal nº 4.771/65 e a Lei Estadual nº 14.309/02 são omissas em relação ao conceito de propriedades ou posses rurais. O conceito normativo de propriedades rurais encontrado na legislação federal brasileira está no "Estatuto da Terra", instituído pela Lei Federal nº 4.504, de 30 de novembro de 1964, que em seu Artigo 4, inciso I, define um imóvel rural como "o prédio rústico, de área contínua qualquer que seja a sua localização que se destina à exploração extrativa agrícola, pecuária ou agro-industrial".

Na esfera federal, equipe de licenciamento técnico do IBAMA, no processo de licenciamento corretivo das usinas da CEMIG, expressou sua opinião, em correspondência enviada à Companhia em 29 de julho de 2008, tomando posição contrária à necessidade de constituição de Reservas Florestais Legais.

No Estado de Minas Gerais, com o objetivo de decidir se a obrigação de constituição de Reservas Florestais Legais é aplicável a empreendimentos do setor de eletricidade, um parecer legal foi emitido pela Advocacia Geral do Estado de Minas Gerais, ou AGE, em 30 de Outubro de 2008, em resposta a uma consulta realizada pela Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, ou SEMAD, e pela Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado de Minas Gerais, SEDE, apresentando a opinião que "o estabelecimento de Reserva Legal Florestal é obrigatório para empreendimentos do setor elétrico, tanto para aqueles em construção quanto para os a serem realizados no futuro".

Fundada em pareceres legais diversos, a SEDE submeteu uma nova consulta à AGE, requerendo uma revisão do mencionado Parecer Legal.

Concordando com a opinião expressa pela SEDE, a CEMIG apóia a visão de que ela não está obrigada a constituir Reserva Florestal Legal para seus empreendimentos, com base nos seguintes fundamentos:

1. Os empreendimentos do setor elétrico são atividades de utilidade pública, operando comercialmente sob concessão ou autorização federal, para a operação comercial de potencial hidrelétrico, transmissão e distribuição de eletricidade, e certamente não são caracterizados como propriedade ou posse rural.

2. A aquisição de imóveis para a implementação dos empreendimentos ocorra em função da concessão ou autorização emitida pelo poder concedente, por meio da ANEEL, como intermediária, e é realizada de forma temporária, ou seja, que ao término da concessão ou autorização, os ativos são revertidos para o erário público.

3. Os impactos ambientais causados à biodiversidade para a implementação dos empreendimentos do setor elétrico já foram amplamente compensados. Como exemplo de compensação ambiental especificado na legislação brasileira, que já se aplica ao setor, fazemos menção aos seguintes institutos: (I) a Compensação Ambiental especificada na Lei Federal nº 9.985, de 18 de julho de 2000 (a Lei SNUC); (II) a Compensação Florestal pela supressão de vegetação ou intervenção em área de preservação permanente, especificada no §4º da Lei Federal nº 4.771, de 15 de setembro de 1965 (incluído pela Medida Provisória 2166-67, de 2001); (III) a Compensação Ambiental pelo corte ou supressão de legislação do bioma da Mata Atlântica, nos termos da Lei Federal nº 11.458, de 22 de dezembro de 2006; e (IV) a Taxa Florestal para a remoção de vegetação para instalação dos empreendimentos, conforme especificada na Lei Estadual nº 4.747, de 9 de maio de 1968.

4. O princípio do *non bis in idem* não pode ser violado. Tal obrigação caracterizaria um encargo duplo imposto aos detentores de concessões.

A CEMIG submeteu seus argumentos à SEDE, apresentando os argumentos contrários à mencionada obrigação de constituição de Reservas Florestais Legais.

Até o momento, a AGE não respondeu ao pedido de revisão do parecer legal feito pela SEDE. A CEMIG não avaliou, até o presente momento, os efeitos de tal decisão em seus negócios e atividades.

Medidas Compensatórias

De acordo com a Lei Federal nº 9.985, de 18 de julho de 2000, e com o Decreto nº 4.340, de 22 de agosto de 2002, a ela correspondente, as empresas cujas atividades acarretem grandes impactos ambientais ficam obrigadas a investir em áreas protegidas de maneira a compensar esses impactos. Cada companhia deverá ter suas compensações ambientais estipuladas pelo órgão ambiental relevante, dependendo do grau específico de poluição ou danos ao meio-ambiente como consequência de suas atividades.

O Decreto Federal nº 6.848/2009, promulgado em 14 de maio de 2009, regula a metodologia para a definição de medidas compensatórias. Dessa forma, até 0,5% do montante total investido na implementação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deve ser revertido para medidas compensatórias. O montante exato das medidas compensatórias será definido pela agência ambiental, com base no nível específico de poluição e impacto ambiental do projeto.

No Estado de Minas Gerais, onde a CEMIG possui a maioria de suas usinas e empreendimentos, o Presidente do COPAM emitiu a Deliberação Normativa No. 94 em abril de 2006, prevendo a aplicação de uma taxa de compensação ambiental, com alíquota entre 0,5% e 1,1% do montante total investido na implementação de projetos que causem danos ambientais. Essa deliberação normativa também indicou que a taxa de compensação é aplicável a projetos implementados anteriormente à emissão da nova legislação. Ainda não avaliamos os efeitos que tal legislação terá na CEMIG, mas a mesma poderia resultar em custos adicionais para a CEMIG.

Escadas para Peixes

Dentre outros programas ambientais, estamos operando e desenvolvendo o programa de Escadas para Peixes. As represas de cada uma de nossas hidrelétricas podem colocar em risco os peixes que habitam os

reservatórios vizinhos. Para reduzir o impacto dessas instalações, peixes que passam por nossas represas serão redirecionados para escadas para peixes, de forma que possam passar com segurança.

Não há decisão por parte das autoridades ambientais com relação a projetos de construção de escadas para peixes nas usinas hidrelétricas da CEMIG; e existe a possibilidade de que decisões futuras por parte das autoridades ambientais, ou alterações na legislação ambiental, ou até mesmo novas informações obtidas em estudos em curso, podem levar à necessidade de construção de escadas para peixes em todas as usinas hidrelétricas da CEMIG.

Gestão de Peixes

Tendo em vista sua política de conservação ambiental e desenvolvimento sustentável, a CEMIG realiza diversos procedimentos para mitigar acidentes envolvendo peixes em suas usinas hidrelétricas, tais como a utilização de sonar e contagem para detectar cardumes; monitoramento do oxigênio em solução; e utilização de equipes de mergulhadores profissionais para avaliação de cardumes durante atividades de maior risco ambiental, tais como partidas e paradas de turbinas. Adicionalmente, estamos desenvolvendo projetos de pesquisa em parceria com universidades para estudar as técnicas mais efetivas para controlar o impacto de nossas operações sobre os peixes.

Apesar desses esforços, dois incidentes ocorreram, um em 2006 e outro em 2007, na Usina Hidrelétrica de Três Marias, resultando na morte de aproximadamente 17 toneladas de peixe em 2007 devido à falta de oxigenação, de acordo com o Instituto Estadual de Florestas e estimativas da Polícia Ambiental (8,2 toneladas pelas nossas estimativas). O volume de peixes mortos não foi medido ou estimado em 2006. Em consequência do ocorrido, o Instituto Estadual de Florestas aplicou-nos duas multas, totalizando aproximadamente R$5,5 milhões. Pagamos 50% das multas e o restante está sendo negociado com a autoridade ambiental para aplicação em projetos de pesquisa. Apesar do montante não constituir uma contingência material para nós, estamos implementando um projeto ambiental na região afetada como uma forma de responder ao evento e reafirmar nosso compromisso com o desenvolvimento econômico e social das regiões onde operamos e onde nossos projetos estão localizados. Peixes nos canais de saída de diversas de nossas plantas estão sendo monitorados por biólogos especializados, com o intuito de se familiarizarem com a dinâmica das populações de peixes durante o tempo, os períodos de maior atividade durante o dia e as localizações de sua maior densidade. Com base nessas informações, técnicas mais eficientes podem ser desenvolvidas para controlar do impacto da operação das usinas sobre os peixes.

Em 2008, dois projetos de pesquisa foram contratados para monitoramento contínuo das densidades de peixes e condições ambientais em extensões estratégicas das bacias de drenagem influenciadas pelas usinas da CEMIG; estudo dos aspectos da biologia (reprodução, alimentação, distribuição, migração, etc.) das espécies de peixes mais afetadas pelos procedimentos de manutenção das unidades de geração; criação de bases de dados padronizadas para a informação gerada pelo o monitoramento das populações de peixes que serão conduzidos nas usinas da CEMIG; determinação de variações temporais e espaciais na abundância rio acima em relação às usinas e correlação com os fatores de fluxo de água e qualidade que podem influenciar seu comportamento, tornando possível a tomada de medidas para redução do risco de acidentes devido à entrada de peixes em tubos de sucção, e também facilitar a escolha adequada da localização de mecanismos de transposição de peixes.

A CEMIG possui operação hidrelétrica no Rio Pandeiros, no município de Januária, Estado de Minas Gerais, denominada Pequena Central Hidrelétrica de Pandeiros, em operação desde 1958, com capacidade instalada de geração de 4,2 MW. Devido às características ambientais do rio Pandeiros e à sua importância como uma localização para a reprodução dos peixes que vivem no Rio São Francisco, o estado de Minas Gerais aprovou diversos itens de legislação em 1995 e nos anos subsequentes para a proteção do rio, o que afetou as operações regulares da usina de Pandeiros.

Em outubro de 2007, ao final de uma seca prolongada, vários peixes morreram em um lago relacionado ao Rio Pandeiros, 50 km rio abaixo em relação à usina de Pandeiros. Como a área é rio abaixo em relação à usina de Pandeiros, o Instituto Estadual de Florestas de Minas Gerais associou o problema com a operação da usina e, junto ao Ministério Público do Estado de Minas Gerais, impetrou ação judicial contra a CEMIG para fornecer explicações técnicas acerca do evento. De acordo com a Notificação do Instituto Estadual de Florestas nº 251016, de 18 de outubro de 2007, a usina de Pandeiros foi indiciada e suas operações foram interrompidas.

A CEMIG contratou especialistas que prepararam dois relatórios técnicos para avaliar a questão, sob os pontos de vista de fluxo de rio e populações de peixes, e enviou esses estudos ao Instituto Estadual de Florestas de Minas Gerais e ao Ministério Público para serem analisados. Ambos os relatórios concluíram que as mortes dos peixes resultaram de causas naturais devido à dinâmica natural do Rio Pandeiros, isentando a CEMIG de qualquer

responsabilidade pelos eventos ocorridos. Apesar disto, a CEMIG executou um Termo de Compromisso (ou "TC") com o Instituto Estadual de Florestas e com o Ministério Público. O TC estabelece diversas medidas que devem ser adotadas pela CEMIG, totalizando R$8 milhões por 10 anos. Dentre as medidas estabelecidas no TC, há a gestão de uma Unidade de Conservação (ou "UC") e a determinação de uma solução consensual para a ação impetrada pelo MP.

As operações na usina de Pandeiros ainda não foram retomadas, e a agência ambiental competente se recusou a fornecer licença ambiental corretiva para esta instalação.

Ocupação Urbana de Vias Públicas e Margens de Represas

Dutos de Gás – Nossas redes de dutos de distribuição de gás natural são subterrâneas, atravessando áreas habitadas, e usando vias públicas em conjunto com tubulações subterrâneas operadas por outras concessionárias de serviços públicos e órgãos públicos. Esse fato aumenta o risco representado por obras irregulares realizadas sem prévia comunicação e consulta a nossos registros referentes às redes de distribuição de gás natural, havendo possibilidade de que sejam causados acidentes, acarretando lesões a pessoas, danos materiais e danos ambientais potencialmente significativos. No entanto, todas as nossas redes de gás são clara e amplamente demarcadas e sinalizadas. A Gasmig, por meio de seu programa "Escave com Segurança", vem formando parcerias com a comunidade, principalmente com autoridades públicas e concessionárias de serviços públicos, além das empresas que realizam escavações em vias públicas, para assegurar que, antes de escavar próximo a uma rede de gás natural, elas telefonem ao plantão 24 horas da Gasmig e solicitem suporte para a execução segura de sua obra.

Redes de Transmissão – Diversas áreas em relação às quais detemos direito de passagem em relação às nossas redes de transmissão são ocupadas por construções (edifícios, etc.) e habitações não autorizadas. Esse tipo de ocupação gera riscos de choque elétrico e acidentes envolvendo os moradores do local, e constitui um obstáculo à manutenção de nosso sistema de energia elétrica. Faz-se necessário, dessa forma, solucionar esta situação nos próximos anos, seja por meio da remoção de alguns dos ocupantes, seja por meio da introdução de melhorias que possibilitem manter de forma segura e eficiente nosso sistema elétrico com estas ocupações intactas. Confrontados com os riscos associados a esta situação, planejamos duas aproximações para os próximos anos. A primeira é a elaboração de um relatório intitulado "Diagnóstico de áreas invadidas e sob risco de invasão, para fortalecimento de atividades de vistoria, incluindo realização de melhorias em locais classificados como apresentando alto risco de invasão", para o qual a CEMIG está identificando as áreas com potencial para invasão e tornando possíveis decisões acerca das medidas e procedimentos com relação ao controle, monitoramento e vistoria dos trajetos de linha de transmissão nos quais haja alto risco de invasão. A segunda linha de ação envolve a evacuação de áreas já invadidas. A retirada dos moradores destas áreas envolve pagamento de indenizações, regularização de ligações de energia elétrica e a abertura de áreas para a construção de parques e ruas.

Áreas de Reserva – Implementamos medidas de segurança para proteger as propriedades de nossas instalações de geração de invasões, utilizando tanto postos de segurança fixos e unidades de patrulhamento móveis, quanto sistema de vigilância eletrônico, ou SVE, onde apropriado. As margens das represas das nossas instalações de geração hidrelétrica possuem sinais indicando a propriedade e advertindo para a existência de sistemas de segurança. Invasores são detidos pelos patrulhamentos periódicos das unidades de patrulhamento móveis das encostas de reserva. Quando invasores são detidos, boletins de ocorrência são lavrados, os quais são enviados para nosso departamento jurídico para revisão. Devido ao fato de se tratar de uma área muito extensa e ao número de nossas represas, estamos continuamente sujeitos a novas invasões e ocupações de margens por construções não autorizadas. Entretanto, nos dedicamos a prevenir essas invasões e quaisquer danos ambientais resultantes às Áreas de Preservação Permanente, ou APPs, em volta das represas.

O Mercado de Carbono

Acreditamos que o Brasil tem potencial significativo para gerar Créditos de Carbono decorrentes de projetos de energia limpa que observam o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, ou MDL. Todo ano, buscamos quantificar nossas emissões e publicar nossas principais iniciativas na redução da emissão de gás carbônico. Estudamos a possibilidade de implementarmos mais projetos de MDC e avaliamos projetos de carbono para cada uma de nossas novas empresas. In 2008, iniciamos o processo para obtenção de créditos de carbono sob o MDL para os seguintes projetos: (i) co-geração de eletricidade utilizando gás de alto-forno; e (ii) as pequenas centrais hidrelétricas de Cachoeirão (27 MW), Dores de Guanhães (12 MW), Senhora do Porto (14 MW), Fortuna II (9 MW) e Jacaré (9 MW).

Tecnologias Operacionais

Continuamos investindo em equipamentos de monitoramento e controle automatizados tendo em vista nossa estratégia de aumento de eficiência, modernização e automatização adicionais de nossos sistemas de geração, distribuição e transmissão.

Centro de Operação de Sistema

O Centro de Operação de Sistema da Cemig, ou COS, localizado em nossa sede em Belo Horizonte, é o centro nervoso de nossas operações. Ele coordena as operações de todo o nosso sistema de eletricidade e energia, em tempo real, promovendo integração operacional da geração e transmissão da nossa energia. Ele ainda fornece a ligação com outras companhias de geração, transmissão e distribuição. A supervisão e o controle executados pelo COS agora se estende por mais de 44 subestações de altíssima e alta voltagem e aproximadamente 27 usinas geradoras de energia elétrica de grande porte.

Através de suas atividades, o COS garante permanentemente a segurança, continuidade e qualidade de nosso fornecimento de energia elétrica. As atividades do COS são sustentadas por modernos recursos tecnológicos de telecomunicações, automação e informação, e executados por pessoal altamente qualificado. O COS possui um Sistema de Gestão de Qualidade com o certificado ISO 9001:2000.

Centros de Operações Regionais de Distribuição

Nossa rede de distribuição é administrada por meio de sete Centros de Operações Regionais de Distribuição, ou CODs. Os CODs monitoram e coordenam nossas operações de rede de distribuição em tempo real. Os CODs são responsáveis pela supervisão e controle de 360 subestações de distribuição, 271.480 milhas de redes de distribuição de média tensão, 10.277 milhas de redes de subtransmissão e 6,6 milhões de consumidores em nossa área de concessão, compreendendo 774 cidades de Minas Gerais.

Fornecemos uma média de 16.500 serviços por dia em 2008. Todos os CODs são certificados de acordo com o padrão de qualidade ISO 9001:2000. Existem vários sistemas em uso para automatização e suporte dos processos dos CODs, incluindo sistema de atendimento, administração de equipe em campo, supervisão e controle de subestação de distribuição, restabelecimento de energia elétrica, comutação de emergência, desligamento da rede e inspeção. Tecnologias incluindo sistema de informações geográficas e comunicação de dados por rádio/satélite ajudam a reduzir o tempo de restabelecimento do serviço ao consumidor e a prestar melhor atendimento ao cliente. Esses dispositivos, instalados ao longo de nossa rede de distribuição, identificam e interrompem falhas em correntes, automaticamente restauram o serviço depois de falhas momentâneas, melhorando o desempenho das operações e reduzindo o tempo de recuperação e os custos relacionados.

Informação e Tecnologia Geoespaciais

Estamos utilizando em larga escala tecnologia de gerenciamento de documentos técnicos e geoespaciais com o fim de aprimorar e dar suporte a processos de engenharia. Informações georreferenciadas sobre a rede elétrica, fotografias aéreas e de satélite da área de concessão, diagramas e imagens de documentos técnicos são armazenados em bancos de dados geoespaciais, podendo ser facilmente recuperados por computadores conectados à nossa rede corporativa, auxiliando os técnicos a planejar, projetar, construir, operar e manter a rede de geração, transmissão e distribuição. Estamos utilizando tecnologia móvel no despacho de serviço para manutenção de rede de distribuição e aquisição de dados de linha de média e alta tensão.

Desenvolvemos o Sistema de Gestão de Imagem Empresarial – GeoImagem – que organiza e publica as imagens georreferenciadas para usuários do SIG (Sistema de Informação Geográfico). Continuamos a investir em aplicações georreferenciadas de empresa baseadas na tecnologia SIG para análise espacial avançada.

Rede de Telecomunicações Interna

Nossa rede de telecomunicações é uma das maiores do Brasil. Ela consiste de ligações de microondas de alta performance com mais de 200 estações de comunicação, um sistema ótico com 1.557 milhas de fibras óticas e um sistema de comunicação móvel com 811 rádios, sendo 644 troncalizados e VHF e 167 rádios portáteis UHF e VHF. Um total de 338 rádios móveis possui comunicação com terminais móveis instalados nos veículos de sistemas (operação e manutenção), os quais também possuem 940 terminais móveis conectados por satélites.

Rede Corporativa de Dados

Nossa rede corporativa é constituída por servidores empresariais (oito máquinas Risc para o Sistemas de ERP e novo sistema comercial), 9.774 microcomputadores Intel, 480 servidores e 1.500 equipamentos de conectividade, servindo 200 locais em 130 cidades de Minas Gerais. A infraestrutura centralizada utiliza modernos servidores e dispositivos cobertos por contratos de prestação de serviço para manutenção de hardware e suporte a software. O processo de recepção de dados provenientes da leitura de medidores, o cálculo digital de faturas de energia elétrica e a emissão de faturas de energia elétrica a consumidores da rede secundária da CEMIG são certificadas com o ISO-9001:2000 desde 2005. Em 2008, novas tecnologias de rede e de armazenamento foram efetivadas, aumentando o desempenho e a disponibilidade de aplicativos da rede. Nossos sistemas de segurança das informações são constantemente atualizados com relação a controle de acesso, firewalls, *antispam* e antivírus, para proteger todos os dados e funcionalidades contra acesso não autorizado. Utilizamos soluções móveis, dais como equipamentos sem fio, PDAs e telefones celulares para fácil acesso a dados e operações de campo.

Programa de Governança TI

Iniciamos um programa de governança TI em 2005. O programa é baseado em dois princípios essenciais: (i) alinhamento da estratégia TI com a estratégia geral do negócio; e (ii) ajudar a Companhia na gestão de riscos associados à implementação de novas tecnologias.

Numerosas ações foram tomadas nos últimos anos. A mais importante destas ações foi a implementação das ITIL® *best practices*. Os seguintes processos e funções ITIL® foram priorizadas para a implementação: Gestão de Incidentes, Gestão de Configuração, Gestão de Mudança, Gestão de Problemas, Gestão de Capacidade, gestão de Nível de Serviço, e Mesa de Serviço.

Em 2008, nós melhoramos determinados procedimentos de IT e, como resultado desse esforço, os processos Gestão de Mudança e Gestão de Incidentes foram recomendados para a certificação ISO 9001:2000. Um plano de certificação foi preparado para os demais processos ITIL. Ações para estabelecer a estratégia de TI e comitês de acompanhamento de TI também ocorreram, para atender às iniciativas definidas no planejamento estratégico corporativo.

Centrais de Contato

Temos uma central de contato localizada em Belo Horizonte. Nossos clientes podem usar um número gratuito para obter informações sobre suas contas e informar problemas de serviço. A central de contato é integrada com as tecnologias disponíveis nos CODs, possibilitando-nos dar aos clientes informações atualizadas sobre questões relativas a serviço. A central de contato tem instalações modernas e conta com um pessoal de mais de 1.200 pessoas, e é capaz de receber, em média, 100 mil chamadas por dia. Os clientes também podem nos contatar por e-mail, por fax ou através de nosso *website*. Como prova da qualidade do serviço prestado, nossa central de contato possui o Certificado de Qualidade ISO 9001 desde 1999.

Sistema de Gestão Comercial

Para atualizar a tecnologia de nosso Central de Informações ao Consumidor, ou SICO, que vem sendo feito em uma plataforma de *mainframe* desde a década de 1970, a Cemig Distribuição investiu R$ 178 milhões em um novo Sistema de Gestão Comercial, ou SGC, baseado nos sistemas CCS (*Customer Care & Service*), CRM (*Customer Relationship Management*) e BW (*Business Warehouse*) SAP. Este novo sistema atende a clientes de baixa, média e alta voltagens. O sistema foi implantado em 24 meses, de abril de 2006 a maio de 2008, por meio do "Projeto de Evolução", que envolveu um time de, em média, 250 especialistas da CEMIG e do Consórcio Aliança (Accenture, Newcom e Indra).

Esse processo envolveu aproximadamente 28.000 horas de desenvolvimento de codificação de programas. Um grande volume de testes, incluindo testes independentes, montagem, software, integração, comparação de desempenho e testes de aceitação do usuário foram realizados de forma a garantir a qualidade do sistema SGC. Todos os clientes de alta, média e baixa voltagem do Estado de Minas Gerais foram transferidos com sucesso para o novo sistema em maio de 2008.

Acreditamos que os benefícios do novo sistema incluem maior qualidade dos dados de registro de clientes e melhores ferramentas de acesso, melhoria da confiabilidade das informações e possibilidade de rastreamento de todas as operações conduzidas pelos usuários do sistema; melhor integração com outros sistemas e maior simplicidade, devido à redução de 74 subsistemas para apenas 14; tecnologia mais atualizada, incluindo a substituição dos terminais *mainframe*, assegurando menores custos de manutenção; e melhores controles. Os benefícios do SGC para os clientes incluem um maior foco nos relacionamentos com o cliente; registro de todos os contatos, resultando em serviços mais céleres e maior qualidade das informações; integração da Agência Virtual ao novo sistema, com um maior número de serviços oferecidos; melhor interação entre todos os canais de comunicação do cliente, incluindo e-mail, telefone, mensagens na conta de luz, etc.; novo layout da conta de luz, permitindo melhor visualização da informação; e novo sistema de gerenciamento de leitura de medições, incluindo a impressão simultânea da conta de luz.

Sistemas de Manutenção e Reparos

As 10.277 milhas de linhas de transmissão de alta voltagem na rede da Cemig Distribuição, operando de 34,5 kV a 161 kV, são suportadas por, aproximadamente, 53.495 estruturas, construídas principalmente de metal. A rede da Cemig Geração e Transmissão possui 3.081 milhas de linhas de transmissão de alta voltagem, suportadas por, aproximadamente, 11.676 estruturas. A maioria das interrupções nos serviços de nossas linhas de distribuição e transmissão são devidas a raios, fogo, vandalismo, vento, e corrosão. Todos os sistemas das linhas de transmissão de alta voltagem da Cemig Distribuição e da Cemig Geração e Transmissão são inspecionados pelo ar uma vez por ano, utilizando um helicóptero equipado com uma câmera gimbal, seguido de inspeções visuais e termográficas (infravermelho) simultâneas. Inspeções por via terrestre também ocorrem em intervalos de um a três anos, dependendo das características e idade da linha de transmissão, número de quedas de energia, tipo de estrutura, e a importância da linha para o sistema elétrico como um todo.

Utilizamos modernas estruturas modulares de alumínio para minimizar o impacto de emergências que envolvam quedas de torres. Em sua maior parte, nosso trabalho de manutenção em redes de transmissão é realizada com emprego de métodos de rede ligada. Por termos sido a primeira empresa do Brasil a utilizar técnicas de rede ligada, sem ferramental na manutenção de redes de transmissão e subestações, acumulamos, ao longo dos últimos 31 anos, aproximadamente, experiência significativa nessa área. Treinamos nossa equipe nessa área e dispomos de veículos especiais e outras ferramentas necessárias para dar suporte à manutenção de linhas com rede ligada e desligada.

Também mantemos transformadores e subestações móveis em reservas para restabelecer prontamente a energia elétrica a nossos consumidores, em caso de emergências envolvendo falhas em subestações. Em dezembro de 2008, como resultado de uma parceria com a ABB, desenvolvemos a primeira subestação móvel verde, em 138/13,8 kV e 15 MVA, totalmente isolada com óleo vegetal. Somos também pioneiros no uso de transformadores de força de 138 kV que são completamente isolados com óleo vegetal.

Gestão de Segurança de Informações

Como parte de nosso Plano do Projeto de Segurança de Informações Corporativas para 2008, priorizamos e desenvolvemos três projetos para melhorar a segurança de informação e atender às exigências da Lei *Sarbanes-Oxley*, incluindo especificação dos processos de gestão de segurança de informações, desenvolvimento do plano de um projeto de segurança de informação, e revisão do plano de continuidade do serviço de TI.

Também desenvolvemos o programa de conscientização “Atualização de Segurança das Informações”, envolvendo 1.248 empregados, o qual tem foco nos conceitos básicos de segurança e nas ameaças de *phishing*.

Ferramentas Gerenciais

Nosso atual software de sistema integrado de gestão empresarial (*Enterprise Resource Planning - SAP R/3*), ou ERP, possui funções englobando contabilidade, controle de recursos e custos, orçamentos, gerenciamento de projeto, e gerenciamento de recursos humanos. O ERP também inclui a funcionalidade de armazenamento de dados, metodologia de cartão de ponto ponderada e monitoramento de fluxo de caixa de longo prazo. Em gestão de qualidade, recebemos a certificação ISO 9001/2000 em razão dos seguintes aspectos de nosso negócio, dentre outros: funções de serviço ao consumidor, central de chamadas, laboratórios, manutenção de sistema de proteção remota de equipamento, recepção de dados e faturamento.

Em 2008, implementamos um portal de uso próprio para funcionários para permitir a empregados um acesso fácil a informações no Módulo SAP/R3 HR.

Gerenciamento de Risco de Toda a Empresa

Com a assistência de uma empresa de consultoria de renome, escolhida por meio de processo de seleção formal, demos início ao estabelecimento de um Sistema de Gerenciamento de Riscos Corporativos em 2003, tendo consolidado este sistema durante o período de 2004 a 2006, em função de nosso processo de desverticalização. Na qualidade de detentores de uma concessão no setor de energia elétrica brasileiro, operamos em ambientes nos quais fatores como reestruturações societárias, regulamentação emitida por órgãos governamentais do setor energético, desenvolvimento tecnológico, globalização e mudanças no mercado consumidor geram incertezas e ameaças.

A implementação de visão e estratégia coerentes de risco em nível corporativo é uma nova tendência de administração incentivada não somente pelas exigências da Lei *Sarbanes-Oxley* e métodos recomendados pelo Comitê de Organizações Patrocinadoras (*Committee of Sponsoring Organizations*), ou COSO II, como também pela percepção de que o gerenciamento de risco constitui parte essencial de uma filosofia de desenvolvimento sustentável voltada à criação de valores para os acionistas.

Nosso Sistema de Gerenciamento de Riscos Corporativos visa aos seguintes propósitos: operar como auxiliar na consecução dos objetivos fixados pelo plano estratégico; criar consciência entre os acionistas acerca dos possíveis eventos que poderiam constituir risco de perda de valores; estruturar a companhia possibilitando que assuma posições pró-ativas em relação a seu ambiente de risco; proporcionar aos executivos da companhia metodologia e ferramentas para gerenciamento efetivo de risco, incluindo a capacidade de agregar riscos individuais, a capacidade de comparar os riscos de diferentes unidades empresariais e uma ferramenta para avaliar com precisão as medidas adotadas para minimizar os riscos; fornecer às demais áreas de gerenciamento estratégico conceitos e procedimentos de input, bem como fatores de risco que fortaleçam a infraestrutura de controle organizacional da companhia.

A CEMIG está trabalhando para alcançar o principal objetivo da gestão de riscos de um ambiente aberto apropriado para comunicações efetivas sobre risco e gerenciamento de riscos sobre, sob e através da empresa, de forma que uma aproximação integrada, pró-ativa, com visão do futuro, orientada por processo e verdadeiramente do sistema como um todo seja tomada para estimar todos os riscos e oportunidades chave do negócio – não somente aqueles de natureza financeira. Durante 2008, os fatos mais importantes foram: (i) iniciou-se a terceira atualização da Matriz de Riscos Corporativos da CEMIG, considerando a revisão da posição de seus riscos, ambiente de controle dos riscos e planos de mitigação, com o fim de adaptar-se às alterações regulatórias e econômicas, bem como ao contexto do mercado; e (ii) o aperfeiçoamento da Matriz de Riscos Corporativos sob a perspectiva dos acionistas, permitindo que a administração compreenda o que os acionistas vêem como ameaça estratégica e para identificar os riscos que não existem na Matriz de Riscos Corporativos.

O Comitê de Gerenciamento de Riscos de Energia da CEMIG, ou CGRE, criado em 2003, continua a propor políticas e procedimentos para aprovação pelos diretores, de acordo com a política de risco corporativo, visando minimizar riscos na contratação (compra e venda) de energia elétrica. O comitê conta com membros de várias áreas da Companhia, incluindo as áreas de geração, distribuição, vendas, jurídica e financeira. O CGRE dá suporte às decisões dos conselheiros executivos em relação à comercialização de energia da Companhia aos Consumidores Livres e à participação nos leilões da CCEE. Com base na análise de risco, o CGRE propõe os volumes máximos que poderiam ser comercializados e os volumes comprados pelos distribuidores nos leilões.

A gestão de risco da CEMIG também possui o benefício de possuir um Comitê de Gestão de Riscos Financeiros, o qual foi criado (i) para monitorar os riscos financeiros relativos à volatilidade e tendências dos índices de inflação, taxas de câmbio e taxas de juros que afetam nossas transações financeiras, e as quais poderiam afetar negativamente a liquidez e lucratividade da Companhia, e (ii) para implementar diretrizes para operação pró-ativa relativa ao ambiente de riscos financeiros ao implementar planos de ação.

O próximo passo que pretendemos dar é melhorar o Sistema de Gestão de Riscos Corporativos com o apoio de uma empresa de consultoria, por meio do desenvolvimento de novos produtos e do desenvolvimento de métodos estatísticos e matemáticos utilizados para calcular e controlar a posição de risco da Matriz de Riscos Corporativos, aumentando, assim, a transparência e a segurança para a tomada de decisões estratégicas.

Ativo Imobilizado e Ativos Intangíveis

Nossos principais ativos consistem das usinas de geração de energia elétrica e instalações de transmissão e distribuição descritas neste Item 4. O valor contábil líquido total de nosso ativo imobilizado, incluindo nosso investimento em certos consórcios que operam projetos de geração de energia elétrica, era de R$14.011 milhões em 31 de dezembro de 2008 (incluindo projetos de construção em andamento). As instalações de geração representaram 42,2% desse valor contábil líquido, as instalações de transmissão e distribuição representaram 52,7% e outros ativos imobilizados diversos, inclusive sistemas de telecomunicações e ativos intangíveis, representaram 5,1%. A média de depreciação anual aplicada a essas instalações era de 2,5% para instalações de geração hidrelétrica, 3,0% para instalações de transmissão, 4,7% para instalações de distribuição, 12,1% para instalações de administração e 8,3% para instalações de telecomunicações. Com exceção da nossa rede de distribuição, nenhum de nossos ativos produziu mais de 10% de nossas receitas totais em 2008. Nossas instalações são, em geral, adequadas às nossas atuais necessidades, sendo convenientes às finalidades a que se destinam. Nós temos direito de passagem para as nossas linhas de distribuição, as quais são nossos ativos e não revertem para o proprietário quando do final da nossa concessão.

O Setor Elétrico Brasileiro

Disposições Gerais

Tradicionalmente, no setor elétrico brasileiro, as atividades de geração, transmissão e distribuição são conduzidas por um pequeno número de empresas que sempre foram de propriedade do Governo Federal ou de governos estaduais. No passado, diversas companhias controladas pelo poder público foram privatizadas, em um esforço para aumentar a eficiência e a concorrência no setor. A administração anterior, comandada por Fernando Henrique Cardoso (1995-2002) declarava seu objetivo de converter parte do setor de energia elétrica sob controle estatal em setor privado, mas a atual administração interrompeu este processo e implementou um “Novo Modelo do Setor Elétrico” para o setor elétrico brasileiro, conforme consta da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, ou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

O Novo Modelo do Setor Elétrico

Os principais objetivos do Novo Modelo do Setor Elétrico são garantir segurança de suprimento e modicidade de tarifas. A fim de garantir o suprimento, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que (a) as distribuidoras contratem a totalidade de sua carga e fiquem responsáveis pela realização de projeções realistas da necessidade de demanda; e (b) a construção de novas usinas hidrelétricas e térmicas seja determinada da maneira que melhor equacione a garantia de suprimento e a modicidade de tarifas. Para conseguir a modicidade de tarifas, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que: (a) todas as compras de energia elétrica pelas distribuidoras deverão sejam feitas por meio de leilão pelo critério da tarifa mais baixa; (b) a contratação seja realizada por meio do ACR, ou o sistema de “Pool”; e (c) a contratação de carga seja separada em dois tipos de operações, devendo ambos os tipos de operações sempre se dar por meio de leilão: (i) a contratação de energia elétrica das novas usinas, que objetivará expansão; e (ii) a contratação da energia elétrica das usinas existentes, que visará à demanda de energia elétrica existente.

O Novo Modelo do Setor Elétrico também criou dois ambientes para compra e venda de energia elétrica: (i) o ACR, ou o “Pool”, para a compra por distribuidoras através de leilões públicos de toda a energia necessária para suprir seus consumidores; e (ii) o ACL, que abrange a compra de energia por entidades não reguladas (tais como Consumidores Livres e comercializadores de energia). As distribuidoras poderão operar apenas no ambiente regulado, enquanto as geradoras poderão operar em ambos os ambientes, mantendo suas características de competitividade.

A exigência de expansão do setor é avaliada pelo Governo Federal, por meio do Ministério de Minas e Energia, ou MME. De modo a melhor organizar o setor de energia elétrica, duas agências foram criadas: (i) a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, empresa estatal responsável pela execução do planejamento de expansão de geração e transmissão; e (ii) a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE, uma empresa privada, sucessora do Mercado Atacadista de Energia, responsável pela contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo. O CCEE também é responsável, através de delegação pela ANEEL, por organizar e conduzir os leilões públicos de energia elétrica do “Pool”, nos quais todos os distribuidores compram energia.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico elimina a auto-contratação, forçando as distribuidoras a comprar energia aos preços mais baixos disponíveis ao invés de comprar energia de partes relacionadas. O Novo Modelo do Setor Elétrico excetua também os contratos firmados antes da lei, a fim de propiciar estabilidade regulatória a transações realizadas antes de sua promulgação.

A energia decorrente de (1) projetos de geração de baixa capacidade localizados próximos aos centros de consumo (tais como certas usinas de co-geração e as Pequenas Centrais Hidrelétricas), (2) usinas qualificadas nos termos do Proinfa, conforme definido abaixo, (3) Itaipu e (4) contratos de compra e venda de energia assinados antes da entrada em vigor da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, não ficarão sujeitas a leilão para fornecimento de energia no "Pool". A energia gerada por Itaipu, localizada na fronteira do Brasil e do Paraguai, é comercializada pela Eletrobrás e pelo Governo Federal, por meio da ANEEL, e determina os volumes que serão obrigatoriamente comprados por cada concessionária de distribuição. As tarifas pelas quais a energia gerada por Itaipu é comercializada estão denominadas em dólares norte-americanos e são estabelecidas pela ANEEL, nos termos de tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. Em conseqüência disto, as tarifas de Itaipu aumentam ou diminuem em conformidade com a variação da taxa de câmbio Dólar dos Estados Unidos/Real. As alterações do preço da energia gerada pela Itaipu estão, contudo, sujeitas a um mecanismo de recuperação dos custos da Parcela A.

Questionamento da Constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está atualmente sendo contestada perante o Supremo Tribunal Federal. O Governo Federal requereu a extinção das ações argumentando que as alegações de inconstitucionalidade haviam perdido o objeto, pois tinham relação com medida provisória que já fora convertida em lei. Até a presente data, o Supremo Tribunal Federal não proferiu sua decisão final sobre o mérito do processo judicial e não sabemos quando essa decisão poderá ser proferida. Dessa forma, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico encontra-se atualmente em vigor. Independentemente da decisão final do Supremo Tribunal Federal, espera-se que permaneçam em pleno vigor e eficazes certas partes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico que restringem a realização, por parte de distribuidoras, de atividades que não tenham relação com a distribuição de energia elétrica, incluindo a venda de energia pelas distribuidoras a Consumidores Livres e a eliminação dos contratos entre partes relacionadas.

Coexistência de dois Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as operações de compra e venda de energia elétrica são conduzidas em dois diferentes segmentos de mercado: (1) o mercado regulado, ou "Pool", que contempla a compra por empresas de distribuição por meio de leilões públicos de toda a energia elétrica necessária para atender seus clientes, e (2) o mercado livre, que contempla a compra de energia elétrica por entidades não reguladas (tais como os Consumidores Livres e comercializadores de energia elétrica).

Ambiente de Contratação Regulada – (ACR ou o "Pool") – No mercado regulado, as distribuidoras adquirem energia elétrica para seus consumidores cativos por meio de leilões regulados pela ANEEL e conduzidos pela CCEE.

As compras de energia se darão por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contrato de Quantidade de Energia e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia. Nos termos dos Contratos de Quantidade de Energia, a geradora compromete-se a fornecer certa quantidade de energia e assume o risco de que o fornecimento de energia possa ser prejudicado por condições hidrológicas e baixos níveis dos reservatórios, além de outras condições, que poderiam interromper o fornecimento de energia, caso em que a geradora ficará obrigada a comprar a energia de outra fonte, a fim de cumprir seus compromissos de fornecimento. Nos termos de Contratos de Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a disponibilizar certo volume de capacidade ao ACR. Neste caso, a receita da geradora fica garantida e o risco hidrológico é repassado às distribuidoras. Entretanto, quaisquer potenciais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras são repassados aos consumidores. Em conjunto, esses contratos compreendem os contratos de compra de energia no ACR (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado) ou CCEAR.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a estimativa da demanda das distribuidoras é o principal fator para determinar a quantidade de energia que o sistema como um todo contratará. Nos termos do novo sistema, as distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades de energia projetadas, em comparação aos 95% exigidos pelo regime anterior.

A regulamentação do Novo Modelo do Setor Elétrico estipula que as distribuidoras que contratarem menos que 100% de seu consumo cativo total poderão estar sujeitas a multas. Existem mecanismos para reduzir essa possibilidade, tal como a compra de energia de outras distribuidoras cuja quantidade adquirida de energia excedeu a demanda prevista, ou a compra de energia nos leilões que ocorrem ao longo do ano. Qualquer déficit em relação aos 100% do consumo cativo poderá ser adquirido ao preço do mercado de curto prazo e a concessionária estará sujeita a uma penalidade equivalente à multiplicação do déficit pelo valor de referência estabelecido pela ANEEL. Se uma distribuidora contratar mais do que 103% de seu consumo cativo, estará sujeita a um risco relacionado ao preço, caso venha a vender esta energia no mercado de curto prazo no futuro. Para mitigar este risco de preço, as distribuidoras podem reduzir seus contratos de compra nos leilões de "energia existente" em até 4% ao ano, assim como reduzir tais contratos devido à perda de consumidores que optaram por se tornar livres, sendo supridos diretamente por geradores. Qualquer sobra energética poderá ser negociada no mercado de curto prazo.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as concessionárias de distribuição de energia elétrica poderão repassar aos seus respectivos consumidores os custos relativos à compra de energia em leilões, limitados a um valor equivalente a 103% de sua carga anual verificada, assim como quaisquer tributos e encargos setoriais relacionados aos leilões.

Ambiente de Contratação Livre (o "ACL") – No mercado livre, a comercialização de energia é negociada livremente entre as concessionárias de geração, os PIEs (Produtores Independentes de Energia), autoprodutores, comercializadores de energia, importadores de energia e Consumidores Livres. O mercado livre também inclui os contratos bilaterais existentes entre as geradoras e as distribuidoras até seus vencimentos. Quando da expiração, tais contratos deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Um consumidor que tem a faculdade de escolher o seu fornecedor, conhecido com "consumidor potencialmente livre", e que tenha celebrado contrato com distribuidora por prazo indeterminado, só poderá adquirir energia de outros fornecedores um ano depois de declarar sua intenção de extinguir tal contrato, sendo que tal declaração deverá ser enviada à distribuidora, com antecedência mínima de quinze dias da data limite para a distribuidora indicar suas necessidades para o próximo leilão de energia, ressalvadas disposições em contrário contidas no contrato.

Consumidores potencialmente livres são aqueles com demanda superior a 3 MW, atendidos a uma tensão mínima de 69 kV ou a qualquer tensão, caso o suprimento tenha se iniciado depois de julho de 1995. Adicionalmente, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão ser atendidos por outras distribuidoras além da companhia distribuidora local se optarem por energia gerada por fontes alternativas, tais como fonte eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas.

Caso um consumidor tenha optado pelo mercado livre, apenas poderá voltar ao mercado regulado após notificar a sua distribuidora local com no mínimo cinco anos de antecedência, ficando estabelecido que a distribuidora poderá reduzir este prazo a seu exclusivo critério, exceto para consumidores especiais, que podem fazer uso de uma notificação de 180 dias de antecedência. Este prazo visa assegurar que, se necessário, o distribuidor possa comprar energia adicional a fim de suprir o reingresso dos Consumidores Livres no mercado regulado. Adicionalmente, as distribuidoras poderão também reduzir o seu montante de energia adquirida, de acordo com o volume de energia que elas não mais distribuirão aos consumidores livres. As geradoras estatais podem vender energia a Consumidores Livres, mas de maneira diversa do que ocorre com geradoras privadas, estão obrigadas a fazer isso por meio de leilão.

No passado, consumidores de alta tensão que adquiriam sua energia de distribuidoras no mercado regulado, o faziam a um preço subsidiado. Este subsídio, conhecido como "subsídio cruzado", foi gradualmente eliminado pela ANEEL, e foi totalmente extinto. Os consumidores potencialmente livres são obrigados por lei a celebrar contratos separados para a conexão e uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e para a compra de energia.

Restrição às Atividades das Distribuidoras

As distribuidoras do Sistema Interligado Nacional, ou SIN, ou da Rede Brasileira, não podem (1) desenvolver atividades relacionadas à geração ou transmissão de energia, (2) vender energia a Consumidores Livres, exceto para aqueles localizados em sua área de concessão e sob as mesmas condições e tarifas praticadas com seus consumidores cativos no ACR, (3) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, exceto participação em empresas criadas para captação, investimento e gerenciamento dos recursos necessários à distribuidora ou suas controladas, controladoras ou empresas ou sob controle comum, ou (4) desenvolver atividades

que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, ressalvadas aquelas previstas em lei ou no contrato de concessão pertinente.

Extinção da Auto-Contratação

Tendo em vista que a compra de energia para consumidores cativos será realizada por meio do ACR, a denominada auto-contratação, pelo qual as distribuidoras podiam atender a até 30% de suas necessidades por meio de energia adquirida de afiliadas, não é mais permitida, exceto no caso de contratos que tenham sido devidamente aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As distribuidoras podem, contudo, realizar compras de suas afiliadas se participarem de leilões no ACR e a geradora que oferecer o preço mais baixo for uma afiliada.

Contratos firmados antes da Promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico prevê que os contratos firmados por distribuidoras e aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não serão aditados para refletir qualquer prorrogação de seus prazos ou modificação dos preços ou volumes de energia já contratados

Redução da Energia Contratada

O Decreto nº 5.163/04, que regula a comercialização de energia elétrica nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, permite que as empresas de distribuição reduzam seus CCEARs: (1) para compensar a saída de Consumidores Potencialmente Livres do mercado regulado, de acordo com declaração específica entregue ao MME, (2) em até 4,0% ao ano do volume inicial contratado, em razão de desvios nas estimativas de projeções de mercado, a critério das empresas de distribuição, com início dois anos após a declaração inicial da demanda de energia e (3) na hipótese de aumento no volume de energia adquirido nos termos dos contratos firmados antes de 17 de março de 2004. Tal redução somente pode ser efetivada com relação às CCEARs de usinas existentes.

As circunstâncias nas quais ocorrerá redução da energia contratada serão devidamente especificadas nos CCEARs, ficando sua efetivação a critério exclusivo da distribuidora, em conformidade com as disposições descritas acima e com a regulamentação da ANEEL.

Nos termos da regulamentação da ANEEL, a redução da energia contratada nos CCEARs de energia existente deverá ser precedida do chamado Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits, ou MCSD, por meio do qual as distribuidoras que contrataram energia em excesso poderão ceder uma parte de seus CCEARs a distribuidoras que contrataram menos energia do que aquela necessária para atender a demanda de seus consumidores.

Limites de Repasse às Tarifas

As normas também limitam o repasse de custos de energia elétrica aos consumidores finais. O Valor Anual de Referência corresponde à média ponderada dos preços de energia nos leilões "A-5" e "A-3", calculada com relação a todas as empresas de distribuição e cria um incentivo para que as empresas de distribuição contratem suas demandas de energia previstas nos leilões "A-5", nos quais se espera que os preços sejam mais baixos do que nos leilões "A-3". O Valor Anual de Referência será aplicado nos primeiros três anos dos contratos de compra e venda de energia de novos projetos de geração. Após o quarto ano, os custos de aquisição de energia destes projetos poderão ser totalmente repassados. O decreto estabelece as seguintes limitações à capacidade de as empresas de distribuição repassarem custos a consumidores:

- não haverá repasse de custos com compras de energia em volume superior a 103% da demanda regulatória;

- repasse limitado de custos para compras de energia efetuadas em um leilão "A-3", caso o volume da energia adquirido seja superior a 2,0% da demanda verificada em leilões "A-5";

- repasse limitado de custos de aquisição de energia de novos projetos de geração de energia elétrica, caso o volume recontratado por meio de CCEARs de empreendimentos de geração existentes seja inferior ao "Limite de Contratação" definido pelo Decreto nº 5.163;

- de 2007 a 2009, as compras de energia elétrica de empreendimentos existentes no leilão "A-1" ficarão limitadas a 1,0% da demanda da distribuidora. Caso a energia adquirida no leilão "A-1" exceda 1,0%, o repasse de custos da parcela excedente a consumidores finais ficará limitado a 70,0% do valor médio de tais custos de aquisição de energia elétrica originada de empreendimentos de geração existentes. O MME estabelecerá o preço de aquisição máximo da energia elétrica gerada por projetos existentes;

- as compras de energia nos leilões de ajuste de mercado são limitadas a 1% da demanda total da distribuidora (exceto para os anos de 2008 e 2009, para os quais o limite será de 5%), e o repasse de custos é limitado ao Valor Anual de Referência; e

- caso as distribuidoras não cumpram a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos da energia adquirida no mercado de curto prazo será equivalente ao PLD ou ao Valor Anual de Referência, o que for menor.

Racionamento nos Termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que, nos casos em que o Governo Federal decretar redução compulsória do consumo de energia em certa região, todos os contratos de quantidade de energia do mercado regulado registrados na CCEE em que a compradora estiver localizada terão seus volumes ajustados na mesma proporção da redução do consumo.

Tarifas

As tarifas de energia elétrica no Brasil são determinadas pela ANEEL, que tem competência para reajustar e revisar tarifas em conformidade com as disposições previstas nos contratos de concessão pertinentes. Cada contrato de concessão de companhia de distribuição prevê um reajuste anual das tarifas. De modo geral, os custos da Parcela A são repassados integralmente para os consumidores. Os custos da Parcela A são a parcela da fórmula de cálculo da tarifa regular que prevê a recuperação de certos custos que não estão sob o controle da empresa de distribuição. Os custos da Parcela B, que são custos sob controle das distribuidoras, são corrigidos pela inflação em conformidade com o Índice Geral de Preços do Mercado, ou IGP-M. O reajuste tarifário médio anual inclui componentes como a variação interanual de custos fixos da Parcela A (CVA) e outros ajustes financeiros, os quais compensam as mudanças nos custos da companhia que não foram previamente tomadas no cálculo da tarifa por nós cobrada no ano anterior. Tendo em vista que esta variação interanual é para reembolsar mudanças nos custos que ocorreram no ano anterior, ela não deveria fazer parte do reajuste anual do ano seguinte.

As concessionárias de distribuição de energia elétrica também têm direito a revisões periódicas. Nossos contratos de concessão estabelecem um período de cinco anos entre as revisões periódicas. Essas revisões visam a (i) assegurar receitas necessárias para cobrir de maneira eficiente os custos operacionais da Parcela B e a remuneração adequada dos investimentos reputados essenciais aos serviços, dentro do escopo da concessão de cada empresa, e (ii) determinar o fator X, que é calculado tomando por base ganhos esperados de produtividade decorrente de aumentos de escala, custos trabalhistas e o montante do investimento na rede planejado pela distribuidora durante o período de cinco anos.

Passamos por uma revisão periódica em abril de 2008 e, portanto, o ajuste tarifário anual não ocorreu em 2008.

Em 7 de abril de 2008, a ANEEL apresentou os resultados de nossa segunda revisão periódica. Com base nos componentes financeiros desse ajuste tarifário, as tarifas diminuíram, em média, 12,24%. Entretanto, a legislação que regula o processo de revisão periódica foi alterada e tais resultados foram considerados provisórios. Para obter mais informações, vide "Item 5. Revisão e estimativas operacionais e financeiras – Tarifas".

Ademais, as concessionárias de distribuição de energia elétrica têm o direito a revisão extraordinária de tarifas, caso a caso, a fim de garantir seu equilíbrio financeiro e compensá-las por custos não previstos, incluindo impostos, que alteram de maneira significativa sua estrutura de custos.

A ANEEL editou, ainda, regulamentos que regem o acesso às instalações de distribuição e transmissão e estabelece a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, ou TUSD, e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, ou TUST. As tarifas a serem pagas pelas companhias de distribuição, geradoras e Consumidores Livres para uso do

sistema elétrico interligado são revisadas anualmente. A revisão da TUST leva em consideração as receitas que são permitidas às concessionárias de transmissão de acordo com seus contratos de concessão. Para informações pormenorizadas sobre a estrutura tarifária no Brasil, vide "– O Setor Energético Brasileiro – Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão".

Aquisição de Terrenos

As concessões outorgadas à nossa empresa pelo Governo não incluem a outorga da propriedade do terreno onde as usinas estão localizadas. As concessionárias de energia elétrica no Brasil, em geral, têm de negociar com cada um dos proprietários da terra para obter o terreno necessário. No entanto, caso uma concessionária deixe de obter o terreno necessário dessa forma, tal terreno poderá ser desapropriado para uso da concessionária mediante legislação específica. Nos casos de desapropriação governamental, as concessionárias poderão ter de participar de negociações relacionadas ao valor da indenização dos proprietários e ao reassentamento das comunidades em outras áreas. Tomamos todas as medidas para negociarmos com as comunidades antes de recorrermos ao poder judiciário.

Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro

O sistema brasileiro de geração e transmissão de energia elétrica é um sistema hidrelétrico e termelétrico de larga escala, composto predominantemente por usinas hidrelétricas detidas por diversos proprietários. A Rede Brasileira é formada por empresas das regiões sul, sudeste, centro-oeste, nordeste e parte da região norte do Brasil. Somente 3,0% da capacidade de geração de energia do Brasil estão alocados fora da Rede Brasileira, em pequenos sistemas isolados localizados, em sua maioria, na região Amazônica. Os abundantes recursos hidrológicos do Brasil são administrados por meio de reservatórios. Estima-se que o Brasil apresente potencial de geração de energia hidrelétrica próxima de 246.695 MW, dos quais apenas 30% foram aproveitados de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, e a Eletrobrás.

O Brasil possui uma capacidade instalada no SIN de 92,40 GW, da qual aproximadamente 84% é hidrelétrica. Essa capacidade instalada inclui metade da capacidade instalada de Itaipu – um total de 14.000 MW detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai. No Brasil, há aproximadamente 50.000 milhas de linhas de transmissão com voltagens iguais ou superiores a 230 kV.

Aproximadamente 42% da capacidade de geração instalada e 64% das linhas de transmissão de alta tensão do Brasil são operadas pela Eletrobrás, sociedade controlada pelo Governo Federal. A Eletrobrás tem historicamente sido responsável pela implementação de programas de política energética, de preservação e gerenciamento ambiental. As redes de transmissão de alta tensão restantes são detidas por companhias elétricas estatais ou locais. A atividade de distribuição é conduzida por aproximadamente 60 concessionárias estaduais ou municipais que foram, em sua maioria, privatizadas pelo Governo Federal ou por governos estaduais.

Histórico

A Constituição Brasileira prevê que o desenvolvimento, a exploração e comercialização de energia poderão ser realizados diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, o setor energético brasileiro tem sido dominado por concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelo Governo Federal e por governos estaduais. Desde 1995, o Governo Federal tomou diversas medidas para reestruturar o setor elétrico. De modo geral, essas medidas visavam o aumento do papel do investimento privado e a eliminação das restrições a investimentos estrangeiros, para, desta forma, ampliar a concorrência no setor energético.

Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

- A Constituição Brasileira foi alterada por uma emenda em 1995 para autorizar investimentos estrangeiros no setor de geração de energia. Antes desta emenda, todas as concessões de geração eram detidas por pessoas físicas brasileiras ou pessoas jurídicas controladas por pessoas físicas brasileiras ou pelo Governo Federal ou governos estaduais.

- O Governo Federal promulgou em 1995 uma Lei que:

- exigiu que todas as concessões para prestação de serviços relacionados a energia sejam outorgadas por meio de processos de licitação pública;
- gradualmente permitiu que certos consumidores de energia elétrica com demanda significativa (em geral superior a 3 MW), designados Consumidores Livres, adquirissem energia diretamente de fornecedores detentores de concessão, permissão ou autorização;
- previu a criação de empresas de geração, ou Produtores Independentes de Energia Elétrica, que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, toda ou parte, a sua energia a Consumidores Livres, concessionárias de distribuição e agentes comercializadores, dentre outros;
- concedeu aos Consumidores Livres e aos fornecedores de energia elétrica pleno acesso a todos os sistemas de distribuição e transmissão; e
- eliminou a necessidade de outorga de concessão para a construção e operação de projetos de energia com capacidade entre 1 MW a 30 MW, ou "Pequenas Centrais Hidrelétricas".

- A partir de 1995, uma parcela das participações de controle detidas pela Eletrobrás e por vários Estados em empresas de geração e distribuição de energia foi vendida a investidores privados. Ao mesmo tempo, certos governos estaduais também venderam suas participações em companhias de distribuição de grande porte. Enquanto a maioria das empresas de distribuição foi privatizada, a maior parte da capacidade de geração ainda é controlada pela Eletrobrás, por meio das suas subsidiárias Chesf, Eletronorte e Furnas.

- Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei nº 9.648, ou Lei do Setor Elétrico, para reformar a estrutura básica do setor de energia. A Lei do Setor Elétrico previu o seguinte:

  - o estabelecimento de um órgão autorregulado, responsável pela operação do mercado de energia de curto prazo, ou Mercado Atacadista de Energia, o qual substituiu o sistema anterior de preços de geração regulados e contratos de fornecimento;
  - a exigência de que as companhias de distribuição e geração celebrassem contratos de fornecimento de energia iniciais, ou Contratos Iniciais, geralmente com compromissos "*take or pay*", a preços e volumes aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. A principal finalidade dos Contratos Iniciais era assegurar às companhias de distribuição acesso a um fornecimento de energia estável, a preços que garantissem taxa fixa de retorno às companhias de geração de eletricidade durante o período de transição levando, ao estabelecimento de um mercado de energia livre e competitivo;
  - a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico, ou ONS, uma entidade privada sem fins lucrativos responsável pelo gerenciamento operacional das atividades de geração e transmissão do sistema interligado nacional; e
  - a instituição de leilões públicos para concessões relativas à construção e operação de usinas e de instalações de transmissão, sem prejuízo dos requisitos de participação em licitações exigidos pela Lei de Concessões e pela Lei nº 9.074, promulgada em 7 de julho 1995.

- Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei nº 10.848, ou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para reestruturar o setor elétrico, tendo como principal objetivo o de propiciar aos consumidores garantia de suprimento de energia, combinada com modicidade tarifária. Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal publicou o Decreto nº 5.163, o qual disciplina a comercialização de energia, nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, bem como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Incluem-se aí normas relativas a procedimentos de leilão, a forma dos contratos de compra e venda de energia e os métodos de repasse dos custos aos consumidores finais.

Racionamento e Recomposição Tarifária Extraordinária

A ocorrência de níveis pluviométricos abaixo da média nos anos anteriores a 2001 resultou em baixos níveis dos reservatórios, bem como em baixa capacidade hidrelétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Um programa, conhecido como o Programa de Racionamento de Energia, que durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002, foi planejado pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, ou GCE, para solucionar o problema e estabelecer os níveis normais para os reservatórios. Em decorrência do encerramento das medidas de racionamento, o Governo Federal extinguiu a GCE e criou a Câmara de Gestão do Setor Elétrico, ou CGSE, como coordenadora das medidas de revitalização do setor elétrico. O Acordo Geral do Setor Elétrico foi criado para fornecer uma compensação pelos prejuízos relacionados ao racionamento em que empresas de geração e distribuição no Brasil incorreram, e para restaurar o equilíbrio econômico dos contratos de concessão. Um reajuste tarifário extraordinário, ou RTE, aplicável aos consumidores finais, compensaria tanto as geradoras quanto as distribuidoras pelos prejuízos relacionados ao racionamento. A RTE também cobre prejuízos financeiros decorrentes dos custos que estão fora do controle da distribuidora, denominados custos da Parcela A, de janeiro de 2001 a outubro de 2001, bem como os prejuízos das geradoras incorridos em decorrência do pagamento dos custos de energia livre acima do preço médio dos Contratos Iniciais.

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES, criou um programa especial para financiar 90% dos valores passíveis de recuperação por meio da RTE. Os empréstimos são amortizados ao longo do período de cobrança do aumento tarifário.

Em abril de 2003, o Governo Federal, temendo que os aumentos tarifários pudessem contribuir para uma inflação generalizada no Brasil, decidiu atrasar o aumento das tarifas a que as companhias de distribuição faziam jus, nos termos das resoluções da ANEEL para recuperar a variação intra-anual dos custos da Parcela A. Em 11 de novembro de 2003, o Governo Federal implementou um programa emergencial destinado a compensar as companhias de distribuição pelos prejuízos incorridos em função da desconsideração da variação intra-anual dos custos da Parcela A quando dos reajustes tarifários anuais que ocorreram de abril de 2003 a abril de 2004. Este programa garantiu às empresas aplicáveis empréstimos do BNDES sob condições especiais.

Concessões

As empresas ou consórcios que desejarem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil devem requerer ao MME ou à ANEEL, por delegação do MME, enquanto poder concedente, a outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso. As concessões outorgam direitos para gerar, transmitir ou distribuir eletricidade em uma área específica, por um prazo específico. Este prazo é usualmente de 35 anos para novas concessões de geração e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Para a renovação das concessões existentes o período é normalmente de 20 anos para distribuição, 20-30 anos de transmissão, dependendo do contrato, e o período para geração depende dos contratos. As concessões existentes podem ser renovadas, a critério exclusivo do poder concedente.

A Lei de Concessões identifica, entre outras coisas, as condições que a concessionária deverá atender ao prestar serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores e as obrigações da concessionária e do poder concedente. Ademais, a concessionária deverá observar os regulamentos em vigor que regem o setor elétrico. As principais disposições da Lei de Concessões estão resumidas a seguir:

Serviço Adequado – A concessionária deverá prestar serviço adequado para satisfazer, entre outros fatores, a regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acessibilidade do serviço.

Servidões – A concessionária poderá utilizar terrenos públicos ou solicitar que o poder concedente declare de utilidade pública os imóveis privados, de forma a beneficiar a concessionária. Neste caso, a concessionária deverá indenizar os proprietários afetados.

Responsabilidade Objetiva – A concessionária tem responsabilidade objetiva por todos os danos decorrentes da execução dos seus serviços causados a consumidores, a terceiros ou ao poder concedente.

Mudanças no Controle Societário – O poder concedente deverá aprovar previamente qualquer alteração direta ou indireta no controle societário da concessionária.

Intervenção pelo Poder Concedente – O poder concedente poderá intervir na concessão, mediante decreto presidencial, para assegurar a prestação adequada dos serviços pela concessionária, bem como a plena observância por ela das disposições contratuais, regulatórias e legais aplicáveis, na hipótese de descumprimento por parte da concessionária. Dentro de 30 dias a contar da data do decreto, o representante do poder concedente deverá instaurar procedimento administrativo no qual a concessionária terá direito ao devido processo legal. Durante o andamento do procedimento administrativo, uma pessoa nomeada pelo decreto ficará responsável por dar continuidade à concessão. Caso o procedimento administrativo não seja concluído dentro de 180 dias a contar da data do decreto, a intervenção será extinta e a concessão será devolvida à concessionária. A concessão também será devolvida à concessionária se o representante do poder concedente decidir não revogar a concessão e o prazo da concessão ainda não tiver expirado.

Extinção da concessão – O contrato de concessão poderá ser extinto por meio de encampação e/ou caducidade. A encampação constitui o término antecipado de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público, devendo ser expressamente estabelecida por lei e fundada no interesse público. Subsequentemente à encampação, a concessionária terá direito de receber indenização, a qual poderá ou não ressarci-la adequadamente pelos investimentos por ela realizados em bens reversíveis que não tiverem sido integralmente amortizados ou depreciados até o momento da encampação. A caducidade deverá ser declarada pelo poder concedente após a ANEEL ou o MME emitir decisão administrativa final no sentido de que a concessionária deixou de cumprir adequadamente suas obrigações previstas no contrato de concessão. A concessionária terá direito ao devido processo legal no procedimento administrativo que declarar a caducidade da concessão, podendo recorrer aos tribunais. A concessionária terá direito de receber indenização pelos investimentos por ela realizados em bens reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer valores correspondentes a multas e perdas e danos devidos pela concessionária.

Advento do Termo Contratual – Quando do advento do termo contratual da concessão, todos os bens, direitos e prerrogativas que estiverem substancialmente relacionados à prestação dos serviços de energia elétrica serão revertidos ao Governo Federal. Após o término do contrato, a concessionária tem o direito de receber indenização pelos investimentos por ela realizados em bens reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados até o momento do término contratual, líquido de obrigações especiais.

Penalidades – A Resolução nº 63 da ANEEL, publicada em 12 de maio de 2004, rege a imposição de sanções aos operadores do setor elétrico, define as condutas que configuram violação da lei e classifica as penalidades aplicáveis com base na natureza e gravidade da violação (incluindo advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar de leilões para novas concessões, licenças ou autorizações e a caducidade). Dependendo da violação, as multas podem ser de até dois por cento do valor faturado pelas concessionárias no período de 12 meses que anteceder qualquer auto de infração. Algumas das infrações que podem resultar em multas referem-se à omissão do operador em solicitar aprovação da ANEEL no caso de:

- Celebração de contratos com partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação;
- Venda ou cessão de bens ou receitas relacionados aos serviços prestados, bem como imposição de quaisquer ônus (inclusive qualquer garantia real, fidejussória, caução, penhor e hipoteca) sobre eles ou quaisquer outros bens relacionados à concessão ou às receitas resultantes dos serviços elétricos; e
- Mudanças no controle societário do detentor da autorização ou concessão.

Principais Autoridades Regulatórias

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Em agosto de 1997, o Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, foi criado para assessorar o presidente no que tange ao desenvolvimento e criação de uma política energética nacional. O CNPE é presidido pelo MME e a maioria dos seus membros são funcionários do Governo Federal. O CNPE foi criado para otimizar o uso dos recursos energéticos brasileiros e para garantir o suprimento de energia ao país.

Ministério de Minas e Energia – MME

O MME é o principal órgão regulador do Governo Federal, no que concerne ao setor elétrico. Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, agindo principalmente por intermédio do MME, assumiu certos deveres que estavam anteriormente sob a responsabilidade da ANEEL, incluindo a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a expedição de diretrizes que regem os leilões para concessões atinentes a serviços públicos e bens públicos.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL, uma agência reguladora federal independente. Após a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal função da ANEEL é regular e fiscalizar o setor elétrico, de acordo com a política determinada pelo MME e responder a questões que sejam delegadas a ela pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras:

- administrar as concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia, incluindo a aprovação de tarifas de eletricidade;
- promulgar regulamentos para o setor elétrico;
- implementar e regulamentar a exploração de recursos energéticos, incluindo o uso de energia hidrelétrica;
- promover licitações para as novas concessões;
- resolver processos administrativos entre geradoras e compradores de energia elétrica; e
- definir critérios e metodologias para a determinação das tarifas de transmissão.

Operador Nacional do Sistema – ONS

O ONS foi criado em 1998 como entidade privada sem fins lucrativos, composta por Consumidores Livres e pelas empresas de energia que atuam no setor de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores de energia elétrica. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu ao Governo Federal poder para nomear três diretores do ONS, inclusive o Diretor Geral. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão no sistema interligado nacional, observada a regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem, entre outros:

- planejamento e organização operacional, e despacho centralizado da geração, de modo a otimizar o funcionamento do sistema interligado nacional;
- supervisão e coordenação dos centros operacionais do sistema elétrico;
- supervisão e controle do sistema interligado nacional, dos sistemas energéticos e das interconexões internacionais;
- contratação e gerenciamento dos serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, assim como os serviços conexos;
- propositura à ANEEL da expansão e reforços das instalações da rede básica de transmissão; e
- submissão de normas para operação do sistema de transmissão para aprovação da ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

O Mercado Atacadista de Energia foi substituído pela CCEE, atendendo às novas regras estabelecidas no âmbito da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Um dos principais papéis da CCEE é a condução dos leilões públicos no ambiente regulado, incluindo o leilão de energia nova e energia existente. Adicionalmente, a CCEE é responsável, dentre outras coisas, pelo (1) registro dos volumes de todos os Contratos de Comercialização de

Energia no Ambiente Regulado, ou CCEAR e contratos resultantes do mercado livre, e (2) a contabilização e a liquidação das negociações de curto prazo.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o preço da energia comercializada no mercado de curto prazo, conhecido como o Preço de Liquidação de Diferenças, ou PLD, leva em conta fatores similares àqueles com base nos quais o Mercado Atacadista de Energia costumava determinar tais preços, antes do advento da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Dentre estes fatores, a variação do PLD está ligada principalmente ao equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia no mercado, assim como ao impacto que qualquer variação desse equilíbrio poderá ter sobre o uso otimizado dos recursos energéticos pelo ONS.

A CCEE é constituída de agentes de geração, distribuição e comercialização de energia e por consumidores livres, e seu conselho de administração é composto por quatro membros indicados por tais agentes e por um membro, o presidente, indicado pelo MME.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Em 16 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o decreto que criou a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, empresa estatal responsável pela condução de pesquisas estratégicas sobre o setor energético, incluindo, dentre outros, a energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes de energia renováveis. A EPE é responsável (i) pelo estudo de projeções da matriz energética brasileira, (ii) pela preparação e publicação do balanço energético nacional, (iii) pela identificação e quantificação das fontes de energia e (iv) pela obtenção das licenças ambientais necessárias para as novas concessionárias de geração. As pesquisas realizadas pela EPE serão utilizadas para subsidiar o MME na formulação de políticas para o setor energético nacional. A EPE é também responsável pela aprovação da qualificação técnica de novos projetos de energia a serem incluídos nos leilões.

Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico – CMSE

O Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004, criou o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico, ou CMSE, que atua sob a orientação do MME. O CMSE é responsável por monitorar e avaliar permanentemente a continuidade e segurança das condições de suprimento de energia elétrica e pela indicação das medidas necessárias para solucionar os problemas identificados.

Restrições à Concentração

Em 2000, por meio da Resolução nº 278, a ANEEL estabeleceu limites à concentração de certos serviços e atividades no setor elétrico, hoje não mais em vigor. Nos termos desses limites, com exceção das empresas participantes do Programa Nacional de Desestatização (as quais precisam atender a tais limites somente após a conclusão da sua reestruturação societária), nenhuma companhia de energia elétrica (incluindo suas controladoras e controladas) pode (1) deter mais de 20% da capacidade instalada do Brasil, 25% da capacidade instalada das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou 35% da capacidade instalada das regiões Norte/Nordeste, exceto se este percentual corresponder à capacidade instalada de uma única usina de geração, (2) deter mais de 20% do mercado de distribuição do Brasil, 25% do mercado de distribuição do Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou 35% do mercado de distribuição do Norte/Nordeste, exceto na hipótese de aumento na distribuição de eletricidade que supere as taxas de crescimento nacional ou regional ou (3) deter mais de 20% do mercado brasileiro de comercialização com consumidores finais, 20% do mercado brasileiro de comercialização com consumidores não finais ou 25% da soma dos percentuais acima.

Em 6 de fevereiro de 2007, a ANEEL publicou a Resolução nº 252, que revogou o item (1) acima, e em 8 de janeiro de 2008, publicou a Resolução nº 299 que revogou os itens (2) e (3). Esses eram limites de concentração de determinados serviços e atividades no setor de energia elétrica. Atualmente, só há uma restrição: na Rede Brasileira, uma companhia de distribuição só pode comprar eletricidade de outra ligada a ela ou dedicar a energia produzida por ela para atender aos seus consumidores cativos em até 30% do total da energia vendida para eles. Uma audiência pública foi estabelecida para discutir o desenvolvimento de uma ação regulatória para estabelecer os limites, condições e restrições à participação dos agentes econômicos no setor de energia elétrica. Não há garantia de que a ANEEL irá criar ou não as novas restrições.

Incentivos às Fontes Alternativas de Energia

Em 2000, um Decreto Federal criou o Programa Prioritário de Termeletricidade, ou PPT, com vistas a diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência de usinas hidrelétricas. Os benefícios concedidos a usinas termelétricas nos termos do PPT incluem (1) garantia de fornecimento de gás por 20 anos, (2) garantia da aplicação do valor normativo por empresas de distribuição que compram sua energia por 20 anos, de acordo com regulamentação da ANEEL, assegurando desta forma que os custos relacionados à aquisição da energia produzida pelas usinas termelétricas sejam transferidos a tarifas e (3) acesso garantido a um programa especial de financiamento do BNDES para o setor elétrico.

Em 2002, foi instituído o Programa Proinfa pelo Governo Federal para criar certos incentivos ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas e projetos de biomassa. Nos termos do Proinfa, a Eletrobrás comprará a energia gerada por essas fontes alternativas pelo prazo de 20 anos, repassando tal energia às distribuidoras. Na sua fase inicial, o Proinfa está limitado a uma capacidade contratada total de 3.300 MW.

A Lei nº 9.427/96, conforme alterada pela Lei nº 10.762/03, estabeleceu, ainda, que as usinas hidrelétricas com capacidade instalada igual ou inferior a 1.000 kW, usinas de geração classificadas como pequenas centrais hidrelétricas e as que utilizam fontes solares, eólicas, de biomassa ou de co-geração, com capacidade instalada igual ou inferior a 30.000 kW, utilizadas para produção independente ou autoprodução, terão direito a desconto de 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, cobradas sobre a produção e consumo da energia vendida. Este artigo da lei foi regulamentado pela ANEEL por meio de suas Resoluções 077/2004, 247/2006 e 271/2007.

Encargos Setoriais

Reserva Geral de Reversão e Fundo de Uso de Bem Público – RGR e UBP

Em certas circunstâncias, as empresas de energia são indenizadas por bens utilizados na concessão se essa concessão for revogada ou não for renovada. Em 1971, o Congresso Nacional criou a Reserva Global de Reversão, ou RGR, destinada a prover recursos para esta indenização. Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a imposição de uma taxa exigindo que todas as distribuidoras e certas geradoras que operam sob regime de serviço público efetuem contribuições mensais à RGR a uma taxa anual correspondente a 2,5% dos ativos imobilizados da empresa em operação, mas nunca superior a 3,0% das receitas operacionais totais em qualquer ano. Recentemente, a RGR foi utilizada principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. A RGR está programada para ser extinta até 2010, e a ANEEL deverá revisar a tarifa de modo que o consumidor receba algum benefício em função da extinção da RGR.

O Governo Federal impôs taxa aos PIEs que fazem uso de recursos hidrológicos, ressalvadas as Pequenas Centrais Hidrelétricas e as geradoras sob regime de serviços públicos, similar à taxa cobrada de empresas do setor público no que tange à RGR. Os PIEs são obrigados a efetuar contribuições ao Fundo de Uso de Bem Público, ou UBP, de acordo com as normas de cada leilão para a outorga de concessões. A Eletrobrás recebeu os pagamentos do UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os pagamentos ao Fundo UBP desde 31 de dezembro de 2002 são efetuados diretamente ao Governo Federal.

Conta de Consumo de Combustível – CCC

As empresas de distribuição devem efetuar contribuições à Conta de Consumo de Combustível, ou CCC. A CCC foi criada em 1973, para gerar reservas financeiras para cobrir a elevação de custos associada ao maior uso das usinas termelétricas, na hipótese de estiagem, em função do fato de os custos operacionais marginais das usinas termelétricas serem superiores aos das usinas hidrelétricas. Cada empresa de energia é obrigada a efetuar contribuição anual à CCC. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo do combustível necessário para as usinas termelétricas no ano seguinte. A CCC, por sua vez, reembolsa as empresas de energia por parcela substancial dos custos de combustível de suas usinas termelétricas. A CCC é administrada pela Eletrobrás.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal previu a extinção da CCC. Os subsídios decorrentes da CCC foram extintos durante prazo de três anos, com início em 2003, com relação a usinas termelétricas construídas antes de fevereiro de 1998 e que pertençam atualmente à Rede Brasileira. As usinas termelétricas construídas após esta data não terão o direito a subsídios da CCC. Em abril de 2002, o Governo Federal estabeleceu que os subsídios da CCC continuariam sendo pagos às usinas termelétricas localizadas nos sistemas isolados por um prazo de 20 anos, a fim de promover a geração de energia nessas regiões.

Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos

Com exceção das Pequenas Centrais Hidrelétricas, todas as usinas hidrelétricas no Brasil devem pagar taxas aos estados e municípios brasileiros em função do uso de recursos hídricos. Esses valores são calculados com base no volume de energia gerado por cada usina e são pagos aos estados e municípios em que a usina ou o reservatório da usina estiver localizado.

Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Em 2002, o Governo Federal instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, que é provida de recursos por meio de pagamentos anuais efetuados pelas concessionárias pelo uso de bens públicos, penalidades e multas impostas pela ANEEL e, desde 2003, taxas anuais a serem pagas por agentes que fornecem energia a consumidores finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Essas taxas são reajustadas anualmente. A CDE foi criada para dar suporte (1) ao desenvolvimento da produção em todo o país, (2) à produção de energia através de fontes alternativas e (3) à universalização dos serviços de energia em todo o Brasil. A CDE ficará em vigor pelo prazo de 25 anos e será administrada pela Eletrobrás.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a omissão em efetuar contribuição à RGR, ao Proinfa, à CDE, à CCC ou a omissão em efetuar pagamentos devidos em virtude da compra de energia no ambiente regulado impedirá a parte inadimplente de receber reajuste tarifário (ressalvada a revisão extraordinária) ou de receber recursos decorrentes da RGR, CDE ou CCC.

Taxa de Fiscalização da ANEEL

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, ou TFSEE, é uma taxa anual cobrada pela ANEEL para cobrir as suas despesas administrativas e operacionais. A taxa é calculada com base no tipo de serviço prestado (incluindo produção independente), sendo proporcional ao tamanho da concessão, permissão ou autorização. A TFSEE está limitada a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada, devendo ser paga diretamente à ANEEL em 12 parcelas mensais.

Mecanismo de Realocação de Energia

O Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE, procura mitigar os riscos envolvidos na geração de energia hidrelétrica, determinando que os hidrogeradores compartilhem os riscos hidrológicos da rede Brasileira. De acordo com a legislação brasileira, a receita decorrente da venda de energia por geradoras não depende da energia efetivamente gerada por elas, mas da Energia Assegurada (a "Energia Efetiva", um volume de referência de energia, estabelecido pelo MME, em conformidade com estudos realizados pelo ONS, que considera a probabilidade para um longo período de hidrologia média) de cada usina, que é determinada pelo governo em cada contrato de concessão. Qualquer desequilíbrio entre a energia efetivamente gerada e a Energia Assegurada é coberto pelo MRE. Em outras palavras, o MRE realocou a energia, transferindo a energia excedente daqueles cuja geração superou sua Energia Assegurada para aqueles que geraram menos do que sua Energia Assegurada. O volume de eletricidade efetivamente gerado pela usina, sendo maior ou menor do que a Energia Assegurada, é avaliado de acordo com a "Tarifa de Otimização de Energia", que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional será contabilizada em uma base mensal por cada gerador.

Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL fiscaliza as regulamentações de tarifas que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece tarifas (i) de uso do sistema de distribuição local, ou Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição, ou TUSD; e (ii) de uso do sistema de transmissão interligado, ou Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, ou TUST. Além disso, as empresas de distribuição do sistema interligado Sul/Sudeste pagam encargos específicos pela transmissão da energia elétrica gerada em Itaipu. Nos últimos anos, o Governo Federal teve como meta melhorar o sistema nacional de transmissão e, em conseqüência, certas empresas de transmissão estão empreendendo programas significativos de expansão, que têm sido pagos por meio de aumentos das tarifas e encargos de transmissão. O aumento das tarifas e encargos de transmissão pagos por concessionárias de distribuição é repassado a seus respectivos consumidores por meio de Reajustes Tarifários Anuais. Segue abaixo sumário de cada tarifa ou encargo:

TUSD

A TUSD é paga por empresas de geração e consumidores pelo uso do sistema de distribuição da concessionária de distribuição a que estão conectados. É reajustada anualmente de acordo com o índice de inflação e a variação dos custos para transmissão de energia elétrica e encargos regulatórios. O valor a ser pago pelo usuário ligado ao sistema de distribuição é calculado mediante a multiplicação do montante de energia contratado junto à concessionária de distribuição para cada ponto de ligação, em kW, pela tarifa em R$/kW que é fixada pela ANEEL.

TUST

A TUST é paga pelas empresas de geração e Consumidores Livres pelo uso da rede básica de transmissão a que estão ligados. É reajustada anualmente de acordo com o índice de inflação e a receita anual das empresas de transmissão. De acordo com os critérios estabelecidos pela ANEEL, aos proprietários de diferentes trechos da rede de transmissão foi requerida a transferência da coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários do sistema de transmissão. Os usuários da rede, incluindo as empresas de geração, empresas de distribuição e Consumidores Livres, assinaram contratos com o ONS legitimando-os a utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento da TUST. Outros trechos da rede que sejam de propriedade de empresas de transmissão, mas que não sejam considerados parte da rede de transmissão são disponibilizados diretamente aos usuários interessados mediante pagamento de tarifa específica.

Distribuição

As tarifas de distribuição estão sujeitas à revisão da ANEEL, que tem poderes para reajustar e revisar as tarifas em resposta a alterações dos custos de aquisição de energia e das condições de mercado. Ao reajustar as tarifas de distribuição, a ANEEL divide os custos das empresas de distribuição em (1) custos não gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela A e (2) custos gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela B. O reajuste de tarifas toma por base uma fórmula que leva em conta a divisão de custos entre as duas categorias.

Os custos da Parcela A incluem, dentre outros, os seguintes:

- Taxas Regulamentares (RGR, CCC, CDE, TFSEE e Proinfa);
- Os custos da eletricidade comprada para revenda (CCEARs, Energia de Itaipu, PROINFA e contratos bilaterais); e
- Taxas de transmissão (TUST, TUSD, Transporte de Eletricidade de Itaipu, Uso das Instalações de Conexão e ONS).

O repasse do custo de aquisição de energia elétrica sob contratos de fornecimento celebrados antes da vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está sujeito ao limite máximo baseado no valor normativo estabelecido pela ANEEL para cada fonte de energia (tais como energia hidrelétrica, termelétrica ou fontes alternativas de energia). O valor normativo aplicado aos contratos de fornecimento é reajustado anualmente para refletir aumentos nos custos incorridos pelas geradoras. Este reajuste leva em consideração (1) a inflação, (2) custos incorridos em moedas fortes e (3) custos relacionados a combustível (tal como o fornecimento de gás natural). Os custos incorridos em IGP-M deverão corresponder a, pelo menos, 25% do total de custos incorridos pelas geradoras.

Os custos da Parcela B são aqueles que estão sob nosso controle e incluem, dentre outros:

- retorno de investimentos relacionados à área de concessão e sua expansão;
- tributos sobre a receita;
- custos de depreciação; e
- custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

O contrato de concessão de cada empresa de distribuição prevê um reajuste tarifário anual. De modo geral, os custos da Parcela A são integralmente repassados aos consumidores. Os custos da Parcela B, contudo, são

corrigidos monetariamente em conformidade com o Índice Geral de Preços do Mercado ou IGP-M, ajustados por um Fator X. As concessionárias de distribuição de energia, nos termos de seus contratos de concessão, fazem jus também à revisão periódica. Essas revisões visam a (1) assegurar receitas necessárias para cobrir de maneira eficiente os custos operacionais da Parcela B e a remuneração adequada dos investimentos considerados essenciais aos serviços dentro do escopo de cada concessão da empresa e (2) determinar o fator X, que toma por base dois componentes: (i) Xa, que é um fator determinado a cada ano com base na diferença entre os índices de inflação IPC-A e IGP-M, multiplicada pelos nossos custos totais com pessoal (já que nossos aumentos nos custos trabalhistas são baseados no IPC-A e nossos aumentos tarifários são baseados no IGP-M); e (ii) Xe, que é um fator determinado a cada cinco anos com base nos nossos ganhos de produtividade, considerados durante um período de cinco anos.

O fator X é utilizado para reajustar a proporção da alteração do IGP-M, utilizado nos reajustes anuais. Por conseguinte, quando da conclusão de cada revisão periódica, a aplicação do fator X exige que as empresas de distribuição compartilhem seus ganhos de produtividade com os consumidores finais.

Adicionalmente, as concessionárias de distribuição de energia têm direito à revisão tarifária extraordinária, determinada caso a caso, para assegurar seu equilíbrio financeiro e compensá-las por custos imprevistos, incluindo impostos, que alterem de maneira significativa sua estrutura de custos.

Item 4A.Comentários não resolvidos do staff

Não aplicável.

Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras

V.S.a deverá ler as informações contidas nesta seção em conjunto com nossas demonstrações financeiras contidas em outras partes do presente relatório anual. A explanação a seguir baseia-se em nossas demonstrações financeiras, elaboradas em conformidade com os USGAAP e apresentadas em reais.

Principais Práticas Contábeis e Estimativas Contábeis Críticas

A elaboração de nossas demonstrações financeiras consolidadas em conformidade com os USGAAP exige que formulemos estimativas e presunções que afetam os montantes de ativos e passivos relatados e a divulgação de ativos e passivos contingentes na data das demonstrações financeiras, bem como os montantes relatados de receitas e despesas durante tal período. Avaliamos nossas estimativas em base contínua e fundamentada em uma combinação de experiências passadas e várias outras presunções que acreditamos ser razoáveis em tais circunstâncias. Os resultados efetivos podem ser substancialmente diferentes daqueles estimados. Nossas principais práticas e estimativas contábeis críticas que afetam os nossos julgamentos mais significativos, utilizadas na elaboração de nossas demonstrações financeiras, estão especificadas abaixo.

Mensuração do Valor Justo

Em 1º de janeiro de 2008, nós adotamos as provisões da Declaração FASB nº 157, “Mensuração do Valor Justo” para mensurações do valor justo de ativos financeiros e passivos financeiros e para mensurações do valor justo de itens não-financeiros que são reconhecidos ou divulgados em valor justo nas demonstrações financeiras de maneira recorrente. A Declaração 157 define o valor justo como o preço que seria recebido para a venda de um ativo ou pago na transferência de um passivo em uma operação ordenada entre participantes de mercado na data da mensuração. A Declaração 157 também define uma base para a mensuração do valor justo e expande as divulgações acerca do valor justo. A Posição do Pessoal da FASB FAS 157-2, “Data de Vigência da Declaração FASB nº 157”, atrasou a data de início de vigência da Declaração 157 até os exercícios financeiros iniciados a partir de 15 de novembro de 2008 para todos os áticos não-financeiros e passivos não-financeiros que são reconhecidos ou divulgados no valor justo nas demonstrações financeiras de uma forma recorrente. De acordo com a FSP FAS 157-2, nós não aplicamos as provisões da Declaração 157.

Em 1º de janeiro de 2009, seremos demandados a aplicar as provisões da Declaração 157 para a mensuração de ativos não-financeiros e passivos não-financeiros que são reconhecidos ou divulgados em valor justo nas demonstrações financeiras de uma forma não recorrente. Estamos em processo de avaliação do impacto, caso haja, da aplicação destas provisões na posição financeira e resultados de operações.

Em outubro de 2008, o FASB emitiu a Posição do Pessoal da FASB FAS 157-3, "Determinando o Valor Justo de um Ativo Financeiro Quando o Mercado para Aquele Ativo não está Ativo", que entrou em vigência imediatamente. O FSP FAS 157-3 esclarece a aplicação da Declaração 157 em casos em que o mercado para um instrumento financeiro não está ativo e fornece um exemplo para ilustrar considerações chave ao determinar o valor justo em tais circunstâncias. Consideramos o direcionamento dado pela FSP FAS 157-3 em sua determinação de valores justos estimados durante 2008.

Ativos Regulatórios

Em virtude das alterações no setor de concessionárias de serviço público de energia elétrica no Brasil em 2001 e 2002 e respectivos atos de órgãos regulatórios do Governo Federal, concluímos que pelo fato de a estrutura tarifária no Brasil ter sido planejada para recuperar alguns custos marginais, estamos sujeitos às disposições da Declaração de Padrões de Contabilidade Financeira nº 71, "Contabilidade para Efeitos de Certos Tipos de Regulamentações", ou SFAS 71.

A SFAS 71 exige que concessionárias de serviço público com controle de tarifas, como a CEMIG, registrem certos custos e créditos permitidos no processo de fixação tarifária em períodos diferentes de outras empresas que não estão sujeitas a esse controle. Esses custos e créditos são diferidos como ativos regulatórios e são reconhecidos na demonstração do resultado consolidado no momento em que são refletidos em tarifas. Dessa forma, capitalizamos os custos marginais incorridos como ativos regulatórios diferidos quando existe uma expectativa provável de que a receita futura igual aos custos incorridos será faturada e cobrada como resultado direto da inclusão dos custos na elevação da tarifa determinada pela autoridade regulatória. O ativo regulatório diferido é realizado quando cobramos os respectivos custos mediante o faturamento do consumidor. A ANEEL realiza uma revisão de tarifa anualmente. Se a ANEEL excluir a recuperação de todo o custo, ou de parte dele, essa parte do ativo regulatório diferido estará prejudicada e, conseqüentemente, será reduzida na medida em que os custos são excluídos. Avaliamos e analisamos a contabilidade de nossos ativos regulatórios continuamente à medida que novas medidas regulatórias são editadas e contabilizamos nossas atividades nos termos da SFAS nº 71. Como reconhecemos ativos regulatórios de acordo com pronunciamentos de órgãos reguladores do Governo Federal, normas reguladoras futuras poderão ter impacto sobre o valor contábil e tratamento contábil de novos ativos regulatórios.

Durante o exercício de 2001, o mercado de energia elétrica passou por um período de racionamento, ou seja de redução da disponibilidade de energia a consumidores de regiões significativas do Brasil, em virtude do baixo índice pluviométrico, redução de níveis nos reservatórios e da significativa dependência do Brasil da energia elétrica gerada por recursos hidrelétricos. Esses fatores resultaram em vendas mais baixas. Em dezembro de 2001, as concessionárias de serviço público de energia elétrica no Brasil, inclusive nossa empresa, celebraram um acordo setorial com o Governo Federal que estabeleceu a solução das questões relacionadas a racionamento, assim como certas questões relativas a tarifas de energia. O acordo, conhecido como Acordo Geral do Setor Elétrico, permite, em geral, aumentos das tarifas cobradas de consumidores de energia até que os valores perdidos pelas concessionárias de geração e de distribuição de energia em decorrência do racionamento sejam recuperados. Os aumentos de tarifa estabelecidos no Acordo Geral do Setor Elétrico, que têm a finalidade de reembolsar nossas perdas relacionadas ao racionamento, estiveram em vigor de janeiro de 2002 a fevereiro de 2008. Contabilizamos uma perda de R$349 milhões porque esse período não foi suficiente para a cobrança de ativos regulatórios relativos à perda de faturamento.

Avaliação dos Ativos de Vida Longa

Possuímos ativos permanentes, inclusive usinas de geração de energia. A maioria desses ativos é o resultado de investimentos recentes de capital e ainda não atingiram o ciclo de vida maduro em construção. Avaliamos o valor contábil e a potencial deterioração desses ativos permanentes sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil não poderá ser recuperado. Os fatores que consideramos para determinar se uma revisão da deterioração será necessária incluem uma significativa queda de desempenho dos ativos relativos a futuros resultados operacionais e tendências significativamente negativas da indústria ou da economia. Determinamos quando uma revisão da deterioração é necessária mediante uma comparação entre os fluxos de caixa futuros não descontados esperados e o valor contábil do ativo. Se o valor contábil do ativo for o maior dos dois valores, uma perda por deterioração é reconhecida pelo montante em que o valor contábil do ativo exceder o valor de mercado do ativo. O valor de mercado é determinado pelos preços de mercado cotados, estimativas ou mediante a utilização de técnicas de avaliação tais como os fluxos de caixa futuros não descontados esperados. Devemos fazer suposições com relação a esses fluxos de caixa futuros estimados e outros fatores para

determinar o valor de mercado dos respectivos ativos. Na determinação dos fluxos de caixa futuros estimados, levamos em conta a experiência passada, bem como expectativas futuras, sendo os fluxos de caixa futuros estimados baseados em tarifas futuras esperadas e demanda futura esperada dos consumidores. Uma redução significativa dos fluxos de caixa efetivos e fluxos de caixa estimados poderá acarretar impacto adverso relevante sobre nossos resultados operacionais e situação financeira.

Provisão para Contingências

Nossa empresa é parte de processos judiciais no Brasil decorrentes do curso normal dos negócios relativos a questões fiscais, trabalhistas, cíveis entre outras.

Efetuamos a contabilidade de contingências de acordo com a SFAS nº 5, "Contabilidade para Contingências". Tais provisões são estimadas com base em experiências passadas, na natureza das ações, bem como com base na situação atual das ações. A contabilidade das contingências requer julgamento significativo por parte da administração no tocante às probabilidades estimadas e limites de exposição à responsabilidade em potencial. A avaliação da administração de nossa exposição a contingências pode se alterar a medida que ocorram novos acontecimentos ou mais informações se tornem disponíveis. O desfecho das contingências pode variar de maneira significativa, acarretando impacto relevante sobre nossos resultados operacionais consolidados, fluxos de caixa e situação financeira. A administração exerceu seu melhor julgamento na aplicação da SFAS nº 5 a essas questões.

Benefícios Pós-Aposentadoria ao Empregado

Patrocinamos um plano de benefício de previdência definido e um plano de contribuição de previdência definido, cobrindo substancialmente todos os nossos empregados. Estabelecemos também planos de seguro saúde e odontológicos pós-aposentadoria e pagamos prêmios de seguro de vida. Contabilizamos esses benefícios de acordo com SFAS nº 87 "Contabilidade para Pensão de Empregados", e SFAS nº 106 "Contabilidade para Benefícios Pós-aposentadoria de Empregados, exceto Pensões". Aplicamos a SFAS 132(I) "Divulgações de Empregadores sobre Pensões e Outros Benefícios Pós-Aposentadoria" com o fim de divulgar informações acerca de planos de previdência e outros planos de benefícios pós-aposentadoria e também aplicamos a SFAS n° 158 "Contabilidade dos Empregadores para Pensão de Benefício Definido e Outros Planos Pós-aposentadoria".

A determinação do valor de nossas obrigações com pensão ou outros benefícios pós-aposentadoria dependem de certas premissas atuariais. Essas premissas estão descritas na Nota Explicativa 16 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e incluem, entre outras, a taxa de longo prazo esperada sobre ativos do plano e aumento dos custos de salários e de seguro saúde. De acordo com os USGAAP, os resultados efetivos diferentes de nossas premissas são acumulados e amortizados em períodos futuros e, em geral, afetam nossas despesas reconhecidas e obrigações registradas em tais períodos futuros. Embora acreditemos que nossas premissas sejam adequadas, diferenças significativas em resultados efetivos ou mudanças significativas em nossas premissas podem afetar adversamente de maneira relevante nossas pensões e outras obrigações pós-aposentadoria.

Impostos Diferidos

Contabilizamos os impostos diferidos de acordo com a SFAS nº 109 "Contabilidade para Impostos de Renda", que exige uma abordagem do ativo e passivo para registrar impostos atuais e diferidos. Dessa forma, os efeitos das diferenças entre o valor contábil para fins fiscais do ativo e passivo e os montantes reconhecidos em nossas demonstrações financeiras consolidadas vêm sendo tratados como diferenças temporárias para os fins de registro do imposto de renda diferido.

Analisamos regularmente nosso ativo do imposto diferido para recuperação e estabelecemos uma provisão de avaliação com base na receita tributável passada, receita tributável futura projetada e momento previsto dos estornos das diferenças temporárias existentes. Se formos incapazes de gerar receita futura tributável ou dedutível suficiente, ou se houver alteração relevante nas alíquotas de imposto efetivas ou período de tempo no qual as diferenças temporárias subjacentes se tornem tributáveis ou dedutíveis, poderemos estar obrigados a estabelecer uma provisão de avaliação contra todo ou contra uma parcela significativa de nosso ativo fiscal diferido resultando em um aumento substancial em nossa alíquota de imposto e um impacto adverso relevante sobre nossos resultados operacionais.

Também adotamos o FIN 48. "Contabilidade para Situações Tributárias Incertas", que recomenda um atributo de reconhecimento de entrada e medidas para a demonstração financeira de uma posição tarifária tomada ou esperada. O FIN 48 resultou num aumento da confiança e comparabilidade em relatórios financeiros de tributos sobre a renda, pois todas as posições tributárias contabilizadas de acordo com a Declaração FASB 109 "Contabilidade para Tributos sobre a Renda" serão avaliadas para reconhecimento, contabilização e medição utilizando-se de critérios consistentes. A adoção do FIN 48 não resultou em nenhum ajuste em nossos relatórios financeiros.

Depreciação

A depreciação é calculada utilizando o método de depreciação linear, a taxas anuais com base no tempo de vida útil estimado do ativo, de acordo com a regulação da ANEEL e práticas do setor no Brasil. Caso o tempo de vida útil diferir daquele previsto, poderá haver um impacto no montante da depreciação acumulada em nossas demonstrações financeiras consolidadas. Uma diminuição significativa da vida útil estimada de parcela relevante do ativo imobilizado ou dos ativos do consórcio do projeto de geração de energia elétrica do qual participamos poderia acarretar impacto adverso relevante sobre nossos resultados operacionais no período no qual a estimativa for revisada e em períodos subseqüentes.

Provisão para Devedores Duvidosos

Registramos provisão para devedores duvidosos em valor que, segundo nossa estimativa, é suficiente para cobrir perdas atualmente previsíveis.

Monitoramos continuamente cobranças e pagamentos efetuados por clientes e revisamos e refinamos nosso processo de estimativas. Uma mudança futura em nossas estimativas poderia resultar no aumento da provisão para devedores duvidosos, o que poderia causar um impacto adverso relevante sobre nossos resultados operacionais e situação financeira.

Pronunciamentos Recentes de USGAAP

Em dezembro de 2007, o FASB emitiu o Pronunciamento FASB nº 141(R), "Combinações de Negócios", e o Pronunciamento FASB nº 160, "Participações que Não Sejam de Controle em Demonstrações Financeiras Consolidadas" – um aditivo ao ARB nº 51. Os Pronunciamentos 141(R) e 160 exigem que os ativos, passivos, participações que não sejam de controle e ativos intangíveis mais identificáveis adquiridos em combinações de negócios, sejam contabilizados por seu valor justo integral, e exige que participações que não sejam de controle (antes denominadas participações minoritárias) sejam relatadas como um componente do capital, o que altera a contabilização de transações com detentores de participações que não sejam de controle. Ambos os Pronunciamentos estão em vigor para os períodos iniciados após 15 de dezembro de 2008, e sua adoção anterior a tal data é proibida. O Pronunciamento 141(R) será aplicado a combinações de negócios ocorridas após a data de efetivação. O Pronunciamento 160 será aplicado prospectivamente a todas as participações que não sejam de controle, incluindo qualquer uma que tenha se originado anteriormente à data de efetivação. Todas as subsidiárias da Companhia são subsidiárias integrais, de modo que não é esperado que a adoção do Pronunciamento 160 impacte sua condição financeira e resultados operacionais. A Companhia está atualmente avaliando o impacto da adoção do Pronunciamento 141(R) em sua condição financeira e resultados operacionais.

Em fevereiro de 2008, o FASB emitiu o Posicionamento FAS 140-3, "Contabilização de Transferências de Ativos Financeiros e Operações de Financiamento de Recompra". O objetivo do Posicionamento do FASB, ou FSP, é fornecer diretrizes para a contabilização de transferência de um ativo financeiro e financiamento de recompra. O FSP presume que a transferência inicial de um ativo financeiro e o financiamento de recompra são considerados parte de um mesmo arranjo (operação correlata) nos termos do Pronunciamento 140. Entretanto, caso determinados critérios sejam observados, a transferência inicial e o financiamento de recompra não deverão ser considerados como uma transação correlata e deverão ser avaliados separadamente nos termos do Pronunciamento 140. O FSP FAS 140-3 entrou em vigor para períodos anuais e intermediários iniciados após 15 de Novembro de 2008, e sua adoção anteriormente a esta data não é permitida. A Companhia está atualmente avaliando os termos do posicionamento, mas não estima que sua adoção terá um impacto relevante em sua condição financeira e resultados operacionais.

Em março de 2008, a FASB emitiu a SFAS nº 161, "Divulgações sobre Instrumentos Derivativos e Atividades de Hedge" – um aditivo ao Pronunciamento FASB nº 133. O Pronunciamento 161 exige que entidades

que utilizem instrumentos de derivativos divulguem informações qualitativas sobre seus objetivos e estratégias para a utilização de tais instrumentos, bem como quaisquer detalhes de medidas contingentes relacionadas a risco de crédito no âmbito de derivativos. O Pronunciamento 161 também exige que as entidades divulguem informações adicionais sobre os montantes e localização dos derivativos no âmbito das demonstrações financeiras, a forma pela qual os termos do Pronunciamento 133 foram aplicados, e o impacto que atividades de hedge na condição financeira do capital, no desempenho financeiro, e no fluxo de caixa. O Pronunciamento 161 está em vigor para exercícios sociais ou períodos intermediários iniciados posteriormente a 15 de novembro de 2008. A Companhia está atualmente avaliando o impacto do Pronunciamento 161 na divulgação de informações sobre suas atividades de hedge e uso de derivativos.

Em abril de 2008, o FASB emitiu o Posicionamento FAS 142-3, "Determinação da Vida Útil de Ativos Intangíveis". FSP FAS 142-3 altera os fatores que devem ser considerados no desenvolvimento de presunções de renovação ou prorrogação utilizadas para determinar a vida útil de um ativo intangível reconhecido nos termos do Pronunciamento 142. O FSP FAS 142-3 entrou em vigor para exercícios sociais iniciados após 15 de dezembro de 2008. A Companhia está atualmente avaliando o impacto, se houver, da adoção do FSP FAS 142-3 em sua condição financeira e resultados operacionais.

Em junho de 2008, a Força Tarefa de Assuntos Emergentes do FASB chegou a um consenso sobre a Norma EITF nº 07-5, "Determinando se um Instrumento (ou Característica Embutida) Está Indexado ao Capital Próprio de uma Entidade". Esta norma EITF fornece diretivas sobre a determinação se tais instrumentos são classificados no capital ou como instrumento de derivativo. A Companhia adotará os termos da EITF 07-5 em 01 de janeiro de 2009. A Companhia está atualmente avaliando o impacto, se houver, da adoção da EITF 07-5 em sua condição financeira e resultados operacionais.

Em novembro de 2008, a Força Tarefa de Assuntos Emergentes do FASB chegou a um consenso sobre a Norma EITF nº 08-6, "Considerações sobre o Método de Contabilização por Equivalência Patrimonial". O EITF 08-6 segue a contabilização pelo valor inicial da equivalência patrimonial indicado na Opinião nº 18 da APB, O Método de Contabilização por Equivalência Patrimonial para Investimentos em Ações Ordinárias, que se baseia em um modelo de cumulação de custos e geralmente exclui remuneração contingente. O EITF 08-6 também especifica que testes de disparidades não temporárias pelo investidor devem ser executados no nível do investimento e que uma avaliação de disparidade separada não é necessária. A disparidade pela investida deverá resultar em um ajuste da base do investidor para o ativo dispare de acordo com a participação *pro-rata* do investidor em tal disparidade. Adicionalmente, o EITF 08-6 evidencia um consenso sobre como contabilizar uma emissão de ações por uma investida que implique redução da participação do investidor no capital da investida. O investidor deverá contabilizar tais transações como se tivesse vendido uma parcela proporcional de seu investimento com ganhos ou perdas registradas por meio de receitas. O EITF 08-6 também endereça a questão da mudança da contabilização de um investimento do método de equivalência patrimonial para o método de custo posterior à adoção do Pronunciamento 160. O EITF 08-6 determina que a diretriz constante do APB 18, que determina a cessação do método de contabilização por equivalência patrimonial e aplicação do Pronunciamento FASB 115, Contabilização de Certos Investimentos em Dívida e Valores Mobiliários Patrimoniais, ou do método de custo nos termos do APB 18, conforme o caso. O EITF 08-6 entrou em vigor para todas as transações ocorridas em ou após 15 de dezembro de 2008. Não prevemos que a adoção do EITF 08-6 vai impactar substancialmente a condição financeira ou os resultados financeiros da Companhia.

Em dezembro de 2008, o FASB emitiu o Posicionamento FAS 132(R)-1, "Divulgações de Empregadores sobre Ativos de Planos de Previdência". O FSP FAS 132(R)-1 fornece diretrizes sobre a divulgação de informações sobre ativos do plano de pensão de benefício definido ou outros planos de aposentadoria. As divulgações sobre os ativos requeridas pelo FSP FAS 132(R)-1 devem ser fornecidas para os exercícios sociais encerrados após 15 de dezembro de 2009. A Companhia está atualmente avaliando o impacto do FSP em suas divulgações sobre os ativos dos planos.

Análise de Vendas e Custo de Energia Elétrica Adquirida

As tarifas praticadas no Setor Elétrico Brasileiro são estabelecidas pela ANEEL, a qual tem a autoridade para reajustar e revisar tarifas em conformidade com as disposições aplicáveis dos contratos de concessão. Vide "Item 4. O Setor Energético Brasileiro – Tarifas."

Cobramos dos consumidores cativos seu consumo efetivo de energia elétrica em cada período de faturamento de 30 dias a tarifas especificadas. Certos consumidores industriais de grande porte são cobrados de

acordo com a capacidade de energia elétrica que lhes é disponibilizada por nossa empresa de acordo com contratos firmados com tais consumidores, sendo as tarifas ajustadas de acordo com o consumo durante períodos de pico de demanda, bem como com as necessidades de capacidade que ultrapassarem o volume contratado.

Em geral, as tarifas da energia elétrica comprada por nossa empresa são determinadas por referência à capacidade contratada, bem como aos volumes efetivamente usados. No caso de Itaipu, temos o compromisso de comprar 17,3% do montante de sua capacidade que o Brasil está obrigado a comprar, a um preço fixo, denominado em dólares, pago três vezes por mês a taxas de câmbio determinadas por ocasião de cada pagamento.

A tabela a seguir apresenta a tarifa média (em reais por MWh) e volume (por GWh) componentes da compra e venda de energia elétrica nos períodos indicados. O termo "tarifa média" se refere a receitas segundo a classe de consumidor, divididas pelos MWh utilizados por essa classe. Por conseguinte, essas tarifas médias não refletem necessariamente tarifas e uso efetivos por parte de uma classe específica de consumidor final durante qualquer período em particular.

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2008	2007	2006
Vendas de Energia elétrica:			
Tarifa média a consumidores finais (R$/MWh)			
Tarifa industrial	145,09	132,99	123,62
Tarifa residencial	473,06	517,98	488,04
Tarifa comercial	429,12	453,66	429,50
Tarifa rural	241,29	268,64	260,58
Tarifa de serviços públicos e outros	301,42	313,73	288,82
Total de vendas a consumidores finais (GWh)			
Consumidores industriais	26.198	24.183	23.759
Consumidores residenciais	7.164	6.813	6.647
Consumidores comerciais	4.423	4.111	3.851
Consumidores rurais	2.296	2.200	1.938
Serviços públicos e outros consumidores	2.810	2.738	2.666
Tarifa média (R$/MWh)	244,74	254,49	239,80
Receita total (milhões de R$)	10.497	10.191	9.319
Vendas a distribuidores:			
Volume (GWh)	11.162	12.755	10.914
Tarifa média (R$/MWh)	82,60	86,87	63,86
Receita total (milhões de R$) (1)	922	1.108	697
Compras de Energia elétrica de Itaipu:			
Volume (GWh)	9.021	12.135	12.109
Custo médio (R$/MWh)	86,02	82,40	67,88
Custo total (milhões de R$)	776	1.000	822

(1) Não inclui R$147 milhões, R$26 milhões e R$187 milhões relativos a negociações de energia na CCEE durante 2008, 2007 e 2006, respectivamente.

Tarifas

Nossos resultados operacionais foram significativamente afetados por flutuações dos níveis de tarifas que a Cemig Distribuição está autorizada a cobrar pela geração e distribuição de energia elétrica. O processo de fixação de tarifas no Brasil tem sido historicamente influenciado por tentativas do governo de controlar a inflação. Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciada em 1995, e nos termos da renovação do contrato de concessão por nós assinado com a ANEEL em 1997, houve alterações significativas no processo de fixação de tarifas. A energia elétrica que a Cemig Distribuição distribui a consumidores cativos (aqueles que possuem demanda inferior a 3MW e estão conectados em nível de tensão abaixo de 69 kV, incluindo consumidores residenciais, comerciais e alguns dos industriais) é fornecida a tarifas reajustadas e revisadas pela ANEEL em conformidade com as disposições de nosso contrato de concessão. A Cemig Distribuição celebrou contratos de fornecimento de energia elétrica a tarifas livremente negociadas com nossos Consumidores Livres (consumidores cuja demanda seja igual ou superior a 3 MW e estejam conectados em nível de tensão igual ou superior a 69 kV, que escolheram pelo mercado de consumo livre) que tenham optado pela não sujeição à estrutura de fixação tarifária da ANEEL. Nos termos da Lei nº 10.848,

as empresas de distribuição não mais estão autorizadas a firmar novos contratos de venda de energia elétrica a Consumidores Livres a preços não regulados. Vide “Item 4. O Setor Elétrico Brasileiro – Tarifas”.

A ANEEL aprovou uma recomposição tarifária extraordinária destinada a compensar as companhias de geração e distribuição por perdas incorridas em decorrência do Plano de Racionamento de Energia. Vide “– Racionamento de Energia e Medidas Governamentais para Compensar as Concessionárias de Energia Elétrica”.

Em 8 de abril de 2003, realizamos nossa primeira revisão periódica e, em 4 de abril de 2005, a ANEEL, por meio da Resolução nº 71, reconsiderou tal decisão. O ajuste médio aplicado às nossas tarifas em 8 de abril de 2003, como parte de nossa revisão periódica, foi 31,53%. No entanto, de acordo com a Resolução 71, tal reajuste passou para 44,41%. A ANEEL declarou que os reajustes estimados para os anos entre 2004 e 2007 seriam determinados de forma a recuperar a diferença entre o reajuste imposto de 44,41% e o reajuste autorizado de 31,53%. No entanto, durante o último reajuste anual, em abril de 2007, a ANEEL adiou a recuperação da última parcela a que tínhamos direito de receber em 2007 para a revisão periódica de abril de 2008.

A diferença entre a receita apurada com o reajuste tarifário de 31,53% e a receita que seria auferida com base no reajuste tarifário de 44,41% foi registrada pela CEMIG como ativo regulatório diferido no valor de R$133 milhões em 31 de dezembro de 2008, incluindo variação monetária e juros acumulados à taxa de 11,26%, a ser recuperado por meio dos reajustes anuais até 2007. Vide a Nota Explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A ANEEL emitiu a Resolução 626 em 7 de abril de 2008, a qual incluiu os resultados da segunda revisão periódica. Entretanto, tais resultados foram considerados provisórios, já que a ANEEL, por meio de audiência pública, tem alterado a legislação relativa ao processo de revisão. A ANEEL reemitiu o resultado da segunda revisão periódica da CEMIG com base nos resultados dessa audiência pública. Os componentes finais foram os seguintes: (i) aumento de 19,62% no Índice de Reajuste Tarifário; (ii) redução de 1,88% devido à variação intra-anual de custos fixos, ou CVA; (iii) aumento de 7,38% devido aos ativos regulatórios diferidos; (iv) um aumento de 4,29% devido à antecipação de subsídios em tarifas; e (v) um aumento de 1,35% devido a outros reajustes financeiros. Ao considerar esses componentes financeiros, as taxas diminuíram, em média, 8,48%. A diferença entre a taxa de revisão final e a provisória, entre 8 de abril de 2008 e sua re-emissão, em 7 de abril de 2009, foi considerada no reajuste anual de 2009. Esperamos que tais reduções de tarifas continuem ocorrendo, uma vez que nossos contratos de concessão são regulados por um regime de determinação de preços máximos. Durante as revisões periódicas, nossos ganhos de produtividade são repassados aos consumidores por meio de reduções tarifárias.

A ANEEL emitiu a Resolução 797 em 07 de abril de 2009, a qual estabeleceu o nosso reajuste tarifário anual médio de 20,81%. Os resultados foram os seguintes: (i) um aumento de 15,01% devido ao Índice de Reajuste Tarifário; (ii) um aumento de 4,15% devido à variação intra-anual de custos fixos; (iii) uma redução de 3,47% devido à diferença entre o resultado provisório e o resultado final da segunda revisão periódica; (iv) um aumento de 3,47% devido à antecipação de subsídios em tarifas concedidos a determinados tipos de consumidores; e (v) um aumento de 1,65% devido a outros reajustes financeiros. O reajuste periódico de 2008 e os reajustes anuais de 2009 e 2007, com seus respectivos componentes, estão demonstrados a seguir:

	2009	**2008**	**2007**
Reajuste tarifário	20,81%	(8,48)%	9,43%
Componentes			
Índice de reajuste tarifário..	15,01%	(19,62)%	3,42%
Ativos regulatórios diferidos...		7,38%	
Variação intra-anual de custos fixos (CVA)..............................	4,15%	(1,88)%	0,48%
Acréscimos nas taxas do Programa de Formação do Patrimônio do Servidor (um fundo voltado para o benefício do servidor público), ou PASEP, e da Contribuição para a Seguridade Social (uma contribuição previdenciária federal), ou COFINS...			3,26% 1,47%

Renda não obtida em 2004, como resultado da reemissão da Resolução nº 83, de 24 de maio de 2004, que reduziu nossas tarifas.....……………………...…..			
Reajuste relacionado à reemissão da segunda revisão periódica.....……………………...…...................................	(3,47)%		
Antecipação de subsídios em tarifas.....…….............................	3,47%	4,29%	
Outros reajustes financeiros..	1,65%	1,35%	0,80%

Racionamento de Energia e Medidas Governamentais para Compensar Concessionárias de Energia Elétrica

O baixo índice pluviométrico registrado em 2000 e no início do ano de 2001, o crescimento significativo na demanda por energia e a significativa dependência do Brasil da energia elétrica gerada por recursos hidrelétricos resultaram na queda anormal do nível de água em diversos reservatórios que são utilizados pelas maiores usinas hidrelétricas de geração de energia do país. Em maio de 2001, o Governo Federal anunciou diversas medidas requerendo redução no consumo de energia em resposta a tais condições. As medidas de racionamento de energia deixaram de ser impostas em 28 de fevereiro de 2002.

Em 12 de dezembro de 2001, o Governo Federal autorizou a criação do Acordo Geral do Setor Elétrico. Esse Acordo prevê que companhias de distribuição e geração de energia elétrica no Brasil, como nossa empresa, serão compensadas por perdas de receita causadas pela redução nos valores de energia vendida e pela compra de energia na CCEE, conforme aplicável, tendo em vista as medidas de racionamento impostas pelo Governo Federal. A compensação é realizada por meio de um aumento extraordinário na tarifa de energia aplicável a futuras vendas de energia e as companhias têm o direito de usar esse aumento da tarifa por um período médio de 74 meses, encerrado em Março de 2008. Vide a Nota Explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Impacto sobre Nossa Conta CRC a Receber do Governo Estadual

Nós possuímos uma conta a receber do Governo Estadual, referida como a Conta CRC, que totalizava R$1.801 milhões em 31 de dezembro de 2008. Nossa liquidez, bem como o lucro líquido, é afetada por pagamentos efetuados pelo Governo Estadual em relação à Conta CRC. O acordo entre a CEMIG e o Governo Estadual que regula a Conta CRC é referido como o Contrato da Conta CRC. O Contrato da Conta CRC foi aditado cinco vezes, conforme descrito a seguir.

Em 24 de janeiro de 2001, o primeiro aditamento ao contrato da Conta CRC substituiu o índice de correção monetária da UFIR para o IGP-DI, retroativo a novembro de 2000, uma vez que a UFIR foi extinta em outubro de 2000.

O Governo Estadual não efetuou qualquer pagamento à nossa empresa nos termos do Contrato da Conta CRC em 2001 ou 2002 e conseqüentemente, em outubro de 2002, o segundo e terceiro aditamento ao Contrato da Conta CRC foram assinados, o que separou o débito em dois montantes e estabeleceu novos termos de pagamento. Em 2003 e 2004, compensamos uma parcela desses valores vencidos em 2001 e 2002 mediante pagamentos de juros sobre capital próprio que estamos obrigados a efetuar ao Governo Estadual na qualidade de nosso acionista. Nós registramos uma provisão para perdas até a data de 31 dezembro de 2004 para a quantia total do segundo aditamento, já que o Governo Estadual não havia feito pagamentos neste balanço desde janeiro de 2003 e o segundo aditamento não fez nenhuma garantia. O terceiro aditamento estipulou que a garantia relacionada aos dividendos a serem pagos ao Governo Estadual poderá ter eficácia mesmo depois do termo original do aditamento. As nossas estimativas de longo prazo do lucro líquido futuro indicaram que os dividendos a serem pagos ao Governo Estadual serão suficientes para recuperar a quantia devida sobre o terceiro aditamento e em conseqüência, nenhuma provisão para perdas foi constituída.

Em razão da falha anterior no pagamento pelo Governo Estadual dos valores devidos sob o Contrato da Conta CRC desde 2001, e a fim de assegurar o pagamento integral à CEMIG das parcelas devidas pelo Governo Estadual sob o saldo da Conta CRC, o Quarto Aditivo ao Contrato da Conta CRC foi celebrado em 23 de janeiro de 2006. De acordo com o Quarto Aditivo, o Governo Estadual irrevogavelmente concordou em pagar o saldo devedor da Conta CRC, correspondendo a R$2.942 milhões em 31 de dezembro de 2004, acrescido de juros, por meio da autorização à CEMIG de reter 65% dos dividendos ordinários e juros sobre capital devidos ao Governo Estadual. O

saldo devedor está sujeito à correção monetária pela inflação por meio da variação do índice IGP-DI e suportará juros de 8,18% ao ano, capitalizados de forma semestral.

De acordo com o Quarto Aditivo ao Contrato CRC, caberá ao Estado efetuar 61 pagamentos semestrais, com vencimento em 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano. O Quarto Aditivo se aplica retroativamente a 31 de dezembro de 2004, data em que o saldo em aberto na Conta CRC montava a R$2.941,6 milhões, com o primeiro pagamento datado de 30 de junho de 2005 e o pagamento final sendo devido em 30 de junho de 2035. Os pagamentos semestrais serão reajustados pela inflação por meio do índice IGP-DI. A porcentagem de 65% dos dividendos e juros sobre capital retidos pela CEMIG deverá ser aplicada na seguinte ordem: (i) a liquidação de qualquer parcela anteriormente devida, (ii) a liquidação da parcela relativa ao semestre no qual o dividendo ou juros sobre capital ocorra, (iii) pré-pagamento de até duas parcelas e (iv) amortização do saldo devedor de acordo com a Conta CRC.

Um Quinto Aditivo à Conta CRC foi celebrado pela CEMIG e pelo Governo do Estado em 12 de setembro de 2007. O Quinto Aditivo ajusta o saldo negativo do Contrato CRC, de R$2.839,5 milhões, de acordo com uma provisão no Quarto Aditivo no qual as partes reconheceram que havia uma divergência em relação ao saldo negativo do Contrato CRC em 31 de dezembro de 2004. A aprovação do Quinto Aditivo ao Contrato CRC foi concedida pelo Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios Conta CRC da Cemig, ou FIDC, para o qual os recebíveis da Conta CRC foram transferidos em janeiro de 2006.

Se a retenção de dividendos ordinários e juros sobre capital não for suficiente para cobrir as parcelas aplicáveis, a começar em 1º de janeiro de 2008, a CEMIG terá o direito de reter até 65% de quaisquer dividendos extraordinários ou juros sobre participação devidos ao Governo Estadual para o pagamento daquela parcela. Além disso, se a soma de 65% dos dividendos ordinários e juros e capital e dividendos extraordinários sobre juros e capital não forem suficientes para cobrir uma parcela devida, a CEMIG terá o direito de reter 100% de tais dividendos e juros sobre capital, a começar no semestre imediatamente após aquele do vencimento da parcela anterior devida. Ademais, se houver uma redução na participação acionária do Governo Estadual na CEMIG, a porcentagem de retenção será automaticamente reajustada para cima, a fim de que o valor do dividendo retido permaneça o mesmo equivalente a 65% de dividendos calculados com base participação na companhia detida pelo Governo Estadual.

Em janeiro de 2006, nós criamos o Cemig – Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Conta CRC, ou FIDC. Foram cedidos todos os nossos recebíveis sob o Contrato da Conta CRC ao FIDC. O valor dos recebíveis da Conta CRC transferido ao FIDC era de R$1.659 milhões em 27 de janeiro de 2006 e a estrutura de capital do FIDC é composta de R$900 milhões de quotas seniores detidas por terceiros e aproximadamente R$759 milhões de quotas subordinadas detidas por nós. O FIDC está totalmente consolidado por nós e as cotas sênior estão registradas como financiamentos de longo-prazo.

A Companhia constituiu provisão para perdas relacionadas aos recebíveis relativos à Conta CRC nos termos do Quarto Aditamento ao Contrato da Conta CRC no montante de R$492 milhões em 2008 e R$372 milhões em 2007 e provisão de reversão de prejuízos de R$99 milhões em 2006. Nossa estimativa de lucro futuro usada para o cálculo de tal provisão não levou em consideração as aquisições de novos ativos previstas em nosso planejamento estratégico de longo prazo.

Taxas de Câmbio

Praticamente a totalidade de nossas receitas e de nossas despesas operacionais é denominada em reais. Embora as compras de energia elétrica de Itaipu realizadas por nossa empresa sejam denominadas em dólares dos Estados Unidos, o correspondente risco de taxa de câmbio não é mais refletido em nossas receitas operacionais e despesas operacionais em razão de alterações efetuadas em 2001 na legislação cambial que permitem às prestadoras de serviços públicos de energia elétrica como nossa empresa registrar perdas cambiais relacionadas a compras de Itaipu como ativo regulatório diferido. No entanto, temos dívidas denominadas em moeda estrangeira. Em conseqüência, em períodos contábeis nos quais há desvalorização do real frente o dólar dos Estados Unidos ou outras moedas estrangeiras nas quais nossa dívida é denominada, nossos resultados operacionais e situação financeira são prejudicados. O ganho ou perda cambial e o ganho ou perda de correção monetária decorrentes de variação poderão ter impacto sobre nossos resultados operacionais em períodos de ampla oscilação do valor do real em relação ao dólar ou de inflação alta. Temos vários contratos financeiros e de outra natureza em decorrência dos quais devemos, ou temos direito a, valores referentes a correção monetária medida por um índice de inflação de preços do Brasil. Em 2008, valemo-nos de instrumentos financeiros, tais como *swaps* de taxa de juros, para reduzir o risco de flutuações das taxas de câmbio. Em 31 de dezembro de 2008, firmamos contratos de *swap* no valor nocional

de US$163 milhões e, com o fim de converter a taxa de juros original de certo financiamento de taxa de juros calculada com base em variações do dólar dos Estados Unidos e do iene japonês em uma taxa de juros calculada com base na taxa do Certificado de Depósito Interbancário, ou taxa CDI. Vide as Notas Explicativas 2(d), 14, 22, 24 e 25 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Desverticalização

Em 2004, passamos por um processo de reorganização de nossa estrutura societária com o fim de atender à Lei 10.848/04 que estabelece que as empresas de distribuição não podem dedicar-se a outras atividades como geração e transmissão de energia elétrica. Foram criadas duas subsidiárias integrais, Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição que ficaram encarregadas, respectivamente, das atividades de geração e transmissão de energia elétrica e de distribuição de energia elétrica. Este processo foi finalizado pela ANEEL, no que tange às concessões de distribuição e transmissão por meio da celebração de aditamentos aos contratos de concessão existentes e foi finalizado em relação à concessão de geração mediante a convocação pela ANEEL para a celebração do respectivo aditivo em 22 de outubro de 2008.

Seguindo a desverticalização das operações da CEMIG, a ANEEL determinou que a CEMIG, Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão deveriam prepara um "acordo de cooperação" formal e submetê-lo para aprovação pela ANEEL. Este acordo é para regular o uso comum de recursos humanos ou físicos quando eles são divididos pelas concessionárias e a divisão e reembolso de custos incorridos por cada companhia. O acordo foi aprovado em 29 de outubro de 2008, por meio do Despacho nº 3924-SFF da ANEEL.

Apresentação de Informações Financeiras e Considerações Fiscais

A desverticalização não acarretou diferenças relevantes na apresentação de nossas informações financeiras em conformidade com os USGAAP ou os GAAP Brasileiros, visto que os resultados das novas subsidiárias de geração, transmissão e distribuição estão consolidados com os nossos. Nossa alíquota de imposto marginal, em bases consolidadas, não apresentou alteração relevante como conseqüência da desverticalização. Entretanto, nossos resultados operacionais foram prejudicados em conseqüência da incidência de certos impostos brasileiros sobre a receita. Os impostos incidentes sobre as receitas, que afetaram de modo adverso os resultados operacionais, referem-se à Contribuição para Seguridade Social, ou COFINS, e ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor, ou PASEP, e foram taxados sobre nossas receitas consolidadas à alíquota combinada de aproximadamente 4,65% de dezembro de 2002 a janeiro de 2004 e 3,65% de janeiro a novembro de 2002. Desde fevereiro de 2004, a alíquota combinada dessas contribuições é 9,25% da receita bruta, sendo permitidas certas deduções da base de cálculo. Em razão da desverticalização, os impostos sobre receita foram cobrados das subsidiárias com relação às receitas da subsidiária de geração e, em separado, com relação às receitas da subsidiária de distribuição.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2008 em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007

Receitas Operacionais Líquidas

As receitas operacionais líquidas aumentaram 4,2%, de R$9.430 milhões em 2007 para R$9.828 milhões em 2008.

	2008	**% das receitas operacionais líquidas**	**2007**	**% das receitas operaciona is líquidas**	**2008 contra 2007 - %**
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Venda de energia elétrica a consumidores finais	10.497	106,81	10,191	108.10	3,00
Venda de energia elétrica ao sistema interconectado.	1.069	10,9	1,134	12.0	(5,7)
Utilização das redes de transmissão e distribuição básicas.	1.865	19,0	1,705	18.1	9,4
Outras receitas operacionais.	241	2,4	236	2.5	2,1
Tributação sobre as receitas.	(3.844)	(39,1)	(3,836)	(40.7)	0,2
Total das receitas operacionais líquidas	9.828	100,0	9,430	100.0	4,2

As receitas de venda de energia elétrica aos consumidores finais aumentaram 3,00%, de R$10.191 milhões em 2007 para R$10.947 milhões em 2008 devido a reajustes tarifários com aumento de 5,2% em abril de 2007 e um aumento de 7,1% no volume de nossas vendas de energia elétrica a consumidores finais em 2008, compensado pelo decréscimo de 3,83% da tarifa média em 2008, conforme redução das tarifas da Cemig Distribuição nos termos da Revisão Tarifária de 8 de abril de 2008. Os encargos TUSD relativos à utilização da rede de distribuição total dos Consumidores Livres, os quais começaram a ser cobrados separadamente em 2004 e registrados em "Uso das redes básicas de transmissão e distribuição", totalizaram R$1.266 milhões em 2008 em relação aos R$1.173 milhões em 2007. A venda de energia elétrica a consumidores finais e as receitas TUSD aumentaram 4,6% em 2008 em relação a 2007.

A venda de energia elétrica ao sistema interconectado totalizou R$1.069 milhões em 2008, um decréscimo de 5,7% em relação aos R$1,134 milhões em 2007. O volume de energia vendida para suprir o sistema interconectado em 2008foi de 11.162 MWh, comparado a 12.755 MWh em 2007. A tarifa média de venda de 2008 foi de R$82,60 /MWh, comparado a R$86,87 / MWh em 2007.

O lucro proveniente da utilização da rede de transmissão básica aumentou R$160 milhões, ou 9,4%, de R$1.705 milhões em 2007 para R$1.865 milhões em 2008. Essa variação é derivada (i) do aumento de 11,8%, em julho de 2008, das receitas permitidas no setor de transmissão em razão do reajuste realizado pela aplicação do índice de inflação IGP-M sobre os 12 meses anteriores; e (ii) entrada em operação de expansões da rede, resultando na permissão do Regulador para um maior nível de receitas. Adicionalmente, houve uma redução na receita da rede básica de R$35 milhões em 2007, devido à revisão, nos termos das decisões da ANEEL, das receitas anuais permitidas relacionadas às novas instalações na rede básica e outras instalações de transmissão para detentores de concessões de transmissão de energia elétrica. Vide a Nota 19 às demonstrações financeiras consolidadas.

Os impostos sobre as receitas totalizaram R$3.844 milhões em 2008, em relação aos R$3.836 milhões em 2007, não apresentando variação relevante. Os impostos sobre as receitas incluem: (i) VAT, à alíquota média de 21% sobre a venda de energia elétrica a consumidores finais e VAT sobre os consumidores em conexão com os ativos regulatórios diferidos; (ii) COFINS, à alíquota de 7,6%; e (iii) PASEP, à alíquota de 1,65%. Vide Nota 19 às demonstrações financeiras consolidadas.

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e as despesas operacionais aumentaram 2,6%, totalizando R$7.541 milhões em 2008 em relação aos R$7.351 milhões em 2007. Esse aumento resultou principalmente de energia elétrica adquirida para revenda, despesas com pessoal e planos de previdência, parcialmente compensados pela redução da provisão para perdas de ativos regulatórios diferidos, depreciação e amortização.

	2008 (em milhões de R$)	**% das receitas operacionais líquidas**	**2007** (em milhões de R$)	**% das receitas operacionais líquidas**	**2008 contra 2007 - %**
Eletricidade comprada para revenda..........	(2.267)	(23,1)	(2.147)	(22,8)	5,6
Utilização das redes básicas de transmissão e distribuição...	(634)	(6,5)	(564)	(6,0)	12,4
Depreciação e amortização	(769)	(7,8)	(878)	(9,3)	(12,4)
Pessoal	(1.004)	(10,2)	(884)	(9,4)	13,6
Encargos regulatórios.....................................	(1.024)	(10,4)	(967)	(10,3)	5,9
Obrigação regulatória – obrigações especiais .	-	-	-	-	-
Serviços de terceiros	(605)	(6,2)	(550)	(5,8)	10,0
Benefícios pós-aposentadoria	(277)	(2,8)	(140)	(1,5)	97,9
Materiais e insumos	(170)	(1,7)	(148)	(1,6)	14,9
Provisão para prejuízo sobre os ativos regulatórios diferidos	(19)	(0,2)	(146)	(1,5)	(87,0)
Participação nos resultados............................	(362)	(3,7)	(455)	(4,8)	(20,4)
Outros	(410)	(4,2)	(472)	(5,0)	(13,1)
Total dos custos e despesas operacionais........	(7.541)	(76,7)	(7.351)	(78,0)	2,6

A energia elétrica comprada para revenda inclui principalmente as compras da Itaipu por meio da Eletrobrás e de licitações competitivas. De acordo com as normas aplicáveis, devemos comprar 17,3% da capacidade da Itaipu a preços denominados em dólares dos Estados Unidos. Também compramos energia elétrica da CCEE e através de contratos bilaterais. A energia comprada da revenda aumentou 5,6%, de R$2.147 milhões em 2007 para R$2.267 milhões em 2008. Os valores de energia elétrica comprada para revenda registrados na demonstração do resultado referem-se aos montantes incluídos de fato no cálculo da tarifa a ser aplicada, de acordo com a SFAS 71 "Contabilização dos Efeitos de Determinados Tipos de Regulamentação". Vide Nota 20 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Encargos relativos à utilização da rede de transmissão básica correspondem principalmente ao custo de transporte de energia elétrica na rede de transmissão básica brasileira dividido entre as distribuidoras brasileiras. Os encargos de utilização da rede de transmissão básica são custos fixos, os quais aumentaram 12,4%, de R$564 milhões em 2007 para R$634 milhões em 2008. O valor registrado na demonstração do resultado refere-se aos valores incluídos de fato no cálculo da tarifa a ser aplicada, de acordo com a SFAS 71 "Contabilização dos Efeitos de Determinados Tipos de Regulamentação".

As despesas com depreciação e amortização diminuíram 12,4%, de R$878 milhões em 2007 para R$769 milhões em 2008. Essa redução deveu-se à depreciação das "Obrigações Especiais", a partir de 8 de abril de 2008, data de nosso segundo ciclo de revisão periódica.

As despesas com pessoal aumentaram 13,6%, de R$884 milhões em 2007 para R$1.004 milhões em 2008. Esse aumento deve-se (i) a aumentos salariais de 5,00% e 7,26% concedidos aos empregados em novembro de 2007 e 2008, respectivamente; (ii) a despesas relativas a desligamentos de R$50 milhões em 2008, nos termos do Plano de Demissão Voluntária; e (iii) à menor transferência de custos de despesas com pessoal para trabalhos em curso

(R$161 milhões em 2008 em relação a R$179 milhões em 2007), devido a menores atividades de investimentos de capital em 2008. Vide Nota 30 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Os encargos regulatórios aumentaram 5,9%, de R$967 milhões em 2007 para R$1.024 milhões em 2008, principalmente devido ao aumento de R$34 milhões na utilização da quota de combustível e ao aumento de R$34 milhões na reserva global de quota de reversão. Tal quota representa as contribuições realizadas pelas concessionárias de energia elétrica para subsidiar os custos de combustível utilizado no processo de geração de energia elétrica das termelétricas no sistema brasileiro. Os valores registrados na demonstração do resultado relativos aos encargos regulatórios referem-se aos montantes de fato incluídos no cálculo da tarifa a ser aplicada, de acordo com a SFAS 71 "Contabilização dos Efeitos de Determinados Tipos de Regulamentação".

As despesas com serviços de terceiros aumentaram 10,0%, de R$550 milhões em 2007 para R$605 milhões em 2008. O aumento resultou principalmente do aumento de custos em 2008 relativos à manutenção e conservação de instalações, equipamentos e terceirização.

As despesas com benefícios pós-aposentadoria aumentaram 97,9%, de R$140 milhões em 2007 para R$277 milhões em 2008. Essas despesas representam primeiramente juros sobre passivos atuariais, líquidos do retorno esperado sobre os ativos do plano, conforme estimado por um especialista externo. As despesas maiores em 2008 devem-se ao reajuste das presunções atuariais em dezembro de 2007 e à redução das taxas de juros utilizada para calcular nossa Obrigação Atuarial Projetada, que aumentaram o valor das obrigações atuariais. Vide Nota 16 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Registramos provisão para perdas sobre ativos regulatórios diferidos de R$19 milhões em 2008 em relação aos R$146 milhões em 2007. A provisão registrada relaciona-se aos valores que a CEMIG recebe de outras companhias de distribuição em conexão com as transações de energia da CCEE/MAE durante o Plano de Racionamento de Energia Elétrica. Essas companhias de distribuição têm tempo limitado, conforme determinado pela ANEEL, para transferir os valores devidos a nossa Companhia. Vide Nota 4 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A participação nos lucros diminuiu 20,4%, de R$455 milhões em 2007 para R$362 milhões em 2008. Essa redução resultou de um menor valor de pagamento maior estabelecido de acordo com os contratos trabalhistas coletivos celebrados entre a CEMIG e os sindicatos em novembro de 2008. Vide Nota 21 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Outras despesas diminuíram 13,1%, de R$472 milhões em 2007 para R$410 milhões em 2008, principalmente devido a provisões para devedores duvidosos de R$57 milhões em 2008, comparada a R$93 milhões em 2007, e R$99 milhões de provisões para contingências legais relativas a ações trabalhistas e cíveis em 2008, em relação às provisões de R$118 milhões em 2007. Vide Nota 20 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro Operacional

Como resultado do acima exposto, registramos um lucro operacional de R$2.287 milhões em 2008, em relação ao lucro operacional de R$2,079 milhões em 2007.

Receitas Financeiras Líquidas

Nossas receitas financeiras líquidas incluem (i) receita financeira, composta principalmente de reajustes nas taxas de juros e reajustes monetários de nossas contas a receber do Governo, lucro sobre os investimentos auferidos, encargos posteriores sobre contas de energia elétrica vencidas, ganhos cambiais, reajuste monetário sobre ativos regulatórios diferidos e (ii) despesas financeiras, composta principalmente de despesas com juros sobre os empréstimos e financiamentos, a Contribuição Provisória sobre a Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira, ou CPMF, a qual foi extinta em janeiro de 2008, prejuízos cambiais, prejuízos de correção monetária, correção monetária sobre obrigações regulatórias diferidas e outras despesas. Registramos receitas financeiras líquidas de R$17 milhões em 2008 em relação à despesa financeira líquida de R$48 milhões em 2007, principalmente devido à redução de 47% na correção monetária sobre os ativos regulatórios diferidos, líquidos das obrigações em 2008.Tal redução resultou principalmente de uma redução de ativos em conexão com o ajuste diferido em 2008 em relação ao ano de 2007, devido ao recebimento de valores devidos nas contas de energia elétrica pagos pelos clientes.

Lucro Não-Operacional

Registramos lucro não-operacional no valor de R$204 milhões em 2008 em relação ao lucro não-operacional de R$272 milhões em 2007.

Essa diferença resulta principalmente do montante de R$49 milhões reconhecido em 2007, resultado da alienação da Empresa de Infovias S.A. na WAY TV Belo Horizonte S.A..

Impostos Sobre o Lucro

Os impostos sobre o lucro totalizaram R$755 milhões sobre o lucro de tributação antecipada de R$2.508 milhões em 2008, em relação à despesa de R$685 milhões sobre o lucro de tributação antecipada de R$2.303 milhões em 2007. A principal diferença em 2008 entre o imposto de renda calculado à taxa estatutária e a despesa de imposto de renda registrada é o benefício fiscal devido principalmente ao lucro líquido em investimentos. Vide Nota 5 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro Líquido

Como resultado do acima mencionado, registramos um lucro líquido de R$1.753 milhões em 2008 comparado ao lucro líquido de R$1.618 milhões em 2007.

Outros Lucros (Prejuízos) Abrangentes

Outros lucros abrangentes totalizaram R$299 milhões em 2008 em relação aos R$400 milhões em 2007. Essa variação foi resultado de um aumento na situação descoberta dos benefícios de pós-aposentadoria em 2007, como resultado de um aumento maior da obrigação de benefícios projetada em relação ao aumento dos ativos do plano em tal ano.

Outros Lucros Abrangentes

Devido aos fatores mencionados acima, o lucro abrangente totalizou R$2.052 milhões em 2008 em relação aos R$1.218 milhões em 2007.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2007 em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2006

Receitas Operacionais Líquidas

As receitas operacionais líquidas aumentaram 9,1%, de R$8.640 milhões em 2006 para R$9.430 milhões em 2007.

	2007	% das receitas operacionais líquidas	2006	% das receitas operacionais líquidas	2007 contra 2006 - %
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Venda de energia elétrica a consumidores finais	10.191	108,10	9.319	107,9	9,4
Venda de energia elétrica ao sistema interconectado	1.134	12,0	884	10,2	28,3
Utilização das redes de transmissão e distribuição básicas	1.705	18,1	1.780	20,6	3,9
Outras receitas operacionais	236	2,5	200	2,3	18,0
Tributação sobre as receitas	(3.836)	(40,7)	(3.543)	(41,0)	8,3
Total das receitas operacionais líquidas	9.430	100,0	8.640	100,0	9,1

As receitas de energia elétrica aos consumidores finais aumentaram 9,4%, de R$9.319 milhões em 2006 para R$10.191 milhões em 2007 devido a reajustes tarifários com aumento de 7,1% em abril de 2006 (em vigor em 2007) e aumento de 5,2% em abril de 2007, e um aumento de 3,1% no volume de nossas vendas de energia elétrica a consumidores finais em 2007. Os encargos TUSD relativos à utilização da rede de distribuição total dos Consumidores Livres, os quais começaram a ser cobrados separadamente em 2004 e registrados em "Uso das redes básicas de transmissão e distribuição", totalizaram R$1.173 milhões em 2007 em relação aos R$1.122 milhões em 2006. Esse aumento deveu-se à mudança de determinados consumidores industriais para a categoria de Consumidores Livres em 2007. A venda de energia elétrica a consumidores finais e as receitas TUSD aumentaram 8,8% em 2007 em relação a 2006.

A venda de energia elétrica ao sistema interconectado totalizou R$1.134 milhões em 2007, um aumento de 28,3% em relação aos R$884 milhões em 2006. Esse aumento significativo resulta primeiramente do início das operações da usina de Irapé, no segundo trimestre de 2006, do maior volume de energia negociada por meio de contratos com *traders* e preços mais favoráveis negociados pela Cemig Geração e Transmissão em 2007. Também aumentamos a exportação de eletricidade para a Argentina e o Uruguai em 2007, totalizando uma receita de, aproximadamente, R$ 64 milhões.

O lucro proveniente da utilização da rede de transmissão básica diminuiu R$75 milhões, ou 4,2%, de R$1.780 milhões em 2006 para R$1.705 milhões em 2007. Essa diminuição resultou principalmente da diminuição das receitas TUSD da Cemig Distribuição, a qual totalizou R$1.173 milhões em 2007 em relação aos R$1.216 milhões em 2006, resultante, principalmente, dos encargos pagos pelos consumidores da Cemig Geração e Transmissão para a Cemig Distribuição pelo uso da rede de distribuição. Adicionalmente, houve um aumento nas receitas relacionadas à utilização das instalações que fazem parte da rede de transmissão básica da CEMIG por geradoras e distribuidoras de energia elétrica que compreendem a grade nacional, no valor de R$437 milhões em 2007 em relação aos R$417 milhões em 2006.

Outras receitas operacionais aumentaram 18,8%, de R$200 milhões em 2006 para R$236 milhões em 2007. A variação em outras receitas operacionais em 2007 resultou principalmente do aumento nos serviços prestados que era R$61 milhões em 2007 em comparação com R$31 milhões em 2006.

Os impostos sobre as receitas aumentaram 8,3%, totalizando R$3.836 milhões em 2007, em relação aos R$3.543 milhões em 2006, como resultado do aumento em nossas vendas de energia elétrica a consumidores finais em 2007 em relação a 2006. Os impostos sobre as receitas incluem: (i) VAT, à alíquota média de 21% sobre a venda de energia elétrica a consumidores finais e VAT sobre os consumidores em conexão com os ativos regulatórios diferidos; (ii) COFINS, à alíquota de 7,6%; e (iii) PASEP, à alíquota de 1,65%. Vide Nota 19 às demonstrações financeiras consolidadas.

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e as despesas operacionais diminuíram 6,6%, totalizando R$7.867 milhões em 2007 em relação aos R$7.728 milhões em 2006. Essa redução resultou principalmente de uma despesa extraordinária registrada em 2006, relativa a obrigações regulatórias – obrigações especiais, no valor de R$1.057 milhões e também uma redução nas despesas com pessoal, despesas com aposentadoria e o uso do sistema básico de transmissão. A redução foi parcialmente compensada por um aumento na Eletricidade comprada para revenda, Participação nos resultados e Outros gastos.

	2007 (em milhões de R$)	% das receitas operacionais líquidas	2006 (em milhões de R$)	% das receitas operacionais líquidas	2007 contra 2006 - %
Eletricidade comprada para revenda	(2.147)	(22,8)	(1.907)	(22,1)	12,6
Utilização das redes básicas de transmissão e distribuição	(564)	(6,0)	(687)	(8,0)	17,9
Depreciação e amortização	(878)	(9,3)	(810)	(9,4)	8,4
Pessoal	(884)	(9,4)	(1.046)	(12,1)	(15,5)
Encargos regulatórios	(967)	(10,3)	(1.031)	(11,9)	(6,2)
Obrigação regulatória – obrigações especiais	-	-	(1.057)	(12,2)	-
Serviços de terceiros	(550)	(5,8)	(475)	(5,5)	15,8
Benefícios pós-aposentadoria	(140)	(1,5)	(245)	(2,8)	(42,9)
Materiais e insumos	(148)	(1,6)	(116)	(1,3)	27,6
Provisão para prejuízo sobre os ativos regulatórios diferidos	(146)	(1,5)	(49)	(0,6)	198,0
Participação nos resultados	(455)	(4,8)	(210)	(2,5)	116,7
Outros	(472)	(5,0)	(234)	(2,7)	101,7
Total dos custos e despesas operacionais	(7.351)	(78,0)	(7.867)	(91,1)	(6,6)

A energia elétrica comprada para revenda inclui principalmente as compras da Itaipu por meio da Eletrobrás e de licitações competitivas. De acordo com as normas aplicáveis, devemos comprar 17,3% da capacidade da Itaipu a preços denominados em dólares dos Estados Unidos. Também compramos energia elétrica da CCEE e através de contratos bilaterais. A energia comprada da revenda aumentou 12,6%, de R$1.907 milhões em 2006 para R$2.147 milhões em 2007. Os valores de energia elétrica comprada para revenda registrados na demonstração do resultado referem-se aos montantes incluídos de fato no cálculo da tarifa a ser aplicada, de acordo com a SFAS 71 "Contabilização dos Efeitos de Determinados Tipos de Regulamentação". Vide Nota 20 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Encargos relativos à utilização da rede de transmissão básica correspondem principalmente ao custo de transporte de energia elétrica na rede de transmissão básica brasileira dividido entre as distribuidoras brasileiras. Os encargos de utilização da rede de transmissão básica são custos fixos, os quais diminuíram 17,9%, de R$687 milhões em 2006 para R$564 milhões em 2007. O valor registrado na demonstração do resultado refere-se aos valores incluídos de fato no cálculo da tarifa a ser aplicada, de acordo com a SFAS 71 "Contabilização dos Efeitos de Determinados Tipos de Regulamentação".

As despesas com depreciação e amortização aumentaram 8,4%, de R$810 milhões em 2006 para R$878 milhões em 2007. Esse aumento deveu-se principalmente a um aumento dos ativos depreciáveis em serviço em 2007

devido aos investimentos no programa Luz para Todos e ao início das atividades da usina de Irapé, no segundo trimestre de 2006.

As despesas com pessoal diminuíram 15,5%, de R$1.046 milhões em 2006 para R$884 milhões em 2007. Essa variação deve-se principalmente às despesas de R$178 milhões registradas em 2006 pelo pagamento aos empregados em troca da renúncia a futuros benefícios por tempo de serviço, parcialmente compensadas pelo aumento salarial de 4% e 5% concedido aos empregados da CEMIG em novembro de 2006 e 2007, respectivamente, e pelo aumento de 1,5% no número de empregados da CEMIG, Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição, totalizando 10.658 em dezembro de 2006 e 10.818 em dezembro de 2007.

Os encargos regulatórios diminuíram 6,2%, de R$1.031 milhões em 2006 para R$967 milhões em 2007, principalmente devido à diminuição de R$176 milhões na utilização da quota de combustível, parcialmente compensados pelo aumento de R$108 milhões na reserva global de quota de reversão. Tal quota representa as contribuições realizadas pelas concessionárias de energia elétrica para subsidiar os custos de combustível utilizado no processo de geração de energia elétrica das termelétricas no sistema brasileiro. Os valores registrados na demonstração do resultado relativos aos encargos regulatórios referem-se aos montantes de fato incluídos no cálculo da tarifa a ser aplicada, de acordo com a SFAS 71 "Contabilização dos Efeitos de Determinados Tipos de Regulamentação".

Registramos despesas em 2006, no valor de R$1.057 milhões, relativas a obrigações especiais, as quais representam recursos obtidos de contribuições de consumidores, alocações do orçamento federal, bem como fundos federais, estaduais e municipais e créditos especiais relativos a investimentos feitos em projetos ligados à concessão. Os fundos representam ativos de infraestrutura ou caixa para financiar a aquisição e/ou construção de tais ativos normalmente para obter conexão com nossa rede de distribuição ou para aumentar a rede existente. Para fins regulatórios, a depreciação desses ativos foi incluída da taxa tarifária e a respectiva obrigação foi registrada pelo valor do total das contribuições. De acordo com o USGAAP, as contribuições foram consideradas reembolsos dos custos de construção e foram creditadas contra o custo dos ativos fixos relacionados. Em 31 de outubro de 2006, a ANEEL emitiu uma nova regulamentação que alterou o tratamento das obrigações especiais com relação ao processo tarifário. A regulamentação estabelece, entre outros itens, que, a partir da data da próxima revisão tarifária, as obrigações especiais serão amortizadas como uma redução dos custos de provisão líquidos em períodos futuros, reduzindo as tarifas. Dessa forma, de acordo com a SFAS nº 71 "Contabilização dos Efeitos de Determinados Tipos de Regulamentação", as obrigações especiais tornaram-se uma obrigação regulatória como resultado dessa nova regulamentação. Dessa forma, registramos as despesas na demonstração do resultado de 2006, com compensação contra as obrigações regulatórias diferidas. Para obter mais informações, vide Nota 4, item "f", às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As despesas com serviços de terceiros aumentaram 15,8%, de R$475 milhões em 2006 para R$550 milhões em 2007. O aumento resultou principalmente do aumento de custos em 2007 relativos à manutenção e conservação de instalações, equipamentos e marketing.

As despesas com benefícios pós-aposentadoria diminuíram 42,9%, de R$245 milhões em 2006 para R$140 milhões em 2007. Essas despesas representam primeiramente juros sobre passivos atuariais, líquidos do retorno esperado sobre os ativos do plano, conforme estimado por um especialista externo. A redução reflete um maior crescimento dos ativos do plano de pensão em relação ao crescimento das obrigações dos participantes. Vide Nota 16 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Registramos provisão para perdas sobre ativos regulatórios diferidos de R$146 milhões em 2007 em relação aos R$49 milhões em 2006. A provisão registrada relaciona-se aos valores que a CEMIG recebe de outras companhias de distribuição em conexão com as transações de energia da CCEE/MAE durante o Plano de Racionamento de Energia Elétrica. Essas companhias de distribuição têm tempo limitado, conforme determinado pela ANEEL, para transferir os valores devidos a nossa Companhia. Vide Nota 4 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A participação nos lucros aumentou 116,7%, de R$210 milhões em 2006 para R$455 milhões em 2007. Essa aumento resultou de um valor de pagamento maior estabelecido de acordo com os contratos trabalhistas coletivos celebrados entre a CEMIG e os sindicatos em novembro de 2007.

Outras despesas aumentaram 101,7%, de R$234 milhões em 2006 para R$472 milhões em 2007. Esse aumento em outras despesas resultou principalmente das provisões de R$118 milhões para contingências legais em

2007, em relação às provisões registradas em 2006 de R$78 milhões, relativas a ações trabalhistas e cíveis. Vide Nota 20 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro Operacional

Como resultado do acima exposto, registramos um lucro operacional de R$2.079 milhões em 2007, em relação ao lucro operacional de R$773 milhões em 2006.

Receitas Financeiras Líquidas

Nossas receitas financeiras líquidas incluem (i) receita financeira, composta principalmente de reajustes nas taxas de juros e reajustes monetários de nossas contas a receber do Governo, lucro sobre os investimentos auferidos, encargos posteriores sobre contas de energia elétrica vencidas, ganhos cambiais, reajuste monetário sobre ativos regulatórios diferidos e (ii) despesas financeiras, composta principalmente de despesas com juros sobre os empréstimos e financiamentos, a Contribuição Provisória sobre a Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira, ou CPMF, prejuízos cambiais, prejuízos de correção monetária, correção monetária sobre obrigações regulatórias diferidas e outras despesas. Registramos despesas financeiras líquidas de R$48 milhões em 2007 em relação à receita financeira líquida de R$335 milhões em 2006, principalmente devido à redução de R$127 milhões sobre juros provisionados sobre os valores a receber do Governo do Estado, provisão de reversão para perdas registradas e mencionada na Nota 3 às nossas demonstrações financeiras consolidadas, e uma redução de 22,0% na correção monetária sobre os ativos regulatórios diferidos, líquidos das obrigações em 2007.Tal redução é principalmente resultado de uma redução de ativos em conexão com o ajuste diferido em 2007 em relação ao ano de 2006 devido aos aumento nas contas de energia elétrica. Adicionalmente, houve um aumento de 21,7% nos encargos sobre os empréstimos e financiamentos, de R$529 milhões em 2006 para R$644 milhões em 2007, devido principalmente ao aumento em nosso endividamento em 2007 em relação a 2006, e também a um aumento de 47,4% nos prejuízos sobre os contratos de derivativos para R$171 milhões em 2007 em comparação aos R$116 milhões em 2006.

Lucro Não-Operacional

Registramos lucro não-operacional no valor de R$272 milhões em 2007 em relação ao lucro não-operacional de R$91 milhões em 2006.

A equivalência patrimonial foi de R$223 milhões de lucro em 2007 em relação aos R$91 milhões de lucro em 2006. Tal variação resultou principalmente dos nossos investimentos na RME, uma holding que controla a Light, que teve lucro de R$158 milhões em 2007 em relação aos R$35 milhões em 2006.

No leilão realizado em 27 de julho de 2006, vendemos a participação integral da Empresa de Infovias S.A. na WAY TV Belo Horizonte S.A. por R$91,4 milhões. A conclusão da venda dependia da autorização da ANATEL, que aprovou a operação em 23 de outubro de 2007. O lucro da Empresa de Infovias S.A. proveniente de tal venda, no valor de R$49 milhões, foi reconhecido do quarto trimestre de 2007, quando a aprovação foi publicada no Diário Oficial da União.

Impostos Sobre o Lucro

Os impostos sobre o lucro totalizaram R$685 milhões sobre o lucro de tributação antecipada de R$2.303 milhões em 2007, em relação à despesa de R$497 milhões sobre o lucro de tributação antecipada de R$1.199 milhões em 2006. A principal diferença em 2007 entre o imposto de renda calculado à taxa estatutária e a despesa de imposto de renda registrada é o benefício fiscal devido principalmente a lucro líquido em investimentos. Vide Nota 5 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro Líquido

Como resultado do acima mencionado, registramos um lucro líquido de R$1.618 milhões em 2007 comparado ao lucro líquido de R$702 milhões em 2006.

Outros Lucros (Prejuízos) Abrangentes

Outros prejuízos abrangentes totalizaram R$400 milhões em 2007 em relação aos R$140 milhões em 2006. Essa variação foi resultado de um aumento na situação legal não financiada dos benefícios de pós-aposentadoria em 2007, como resultado de um aumento maior da obrigação de benefícios projetada em relação ao aumento dos ativos do plano.

Outros Lucros Abrangentes

Devido aos fatores mencionados acima, o lucro abrangente totalizou R$1.218 milhões em 2007 em relação aos R$842 milhões em 2006.

Liquidez e Recursos de Capital

Nosso negócio é de capital intensivo. Historicamente, temos necessidade de capital para financiamento da construção de novas instalações de geração e da expansão e modernização das instalações de geração, transmissão e distribuição existentes. Nossas exigências de liquidez também são afetadas por nossa política de dividendos. Vide “Item 8. Informações Financeiras - Política e Pagamentos de Dividendos”. Financiamos nossa liquidez e necessidades de capital principalmente com caixa gerado por operações e, em menor escala, com fundos provenientes de financiamento. Acreditamos que nossas atuais reservas de caixa, caixa gerado por operações e recursos previstos provenientes de financiamentos serão suficientes durante os próximos 12 meses para atender nossas necessidades de liquidez.

Caixa e Equivalentes a Caixa

O caixa e equivalentes a caixa em 31 de dezembro de 2008 totalizaram R$1.969 milhões, em comparação com R$1.784 milhões em 31 de dezembro de 2007 e R$1.108 milhões em 31 de dezembro de 2006. Em 31 de dezembro de 2008, nem o nosso caixa, nem nossos equivalentes a caixa foram mantidos em outras moedas que não o real.

Fluxo de Caixa Proveniente de Atividades Operacionais

O caixa líquido gerado por atividades operacionais em 2008, 2007 e 2006 totalizou R$2.961 milhões, R$2.836 milhões e R$2.286 milhões, respectivamente. O aumento do caixa gerado por atividades operacionais em 2008 em comparação com 2007 deveu-se, principalmente, ao aumento dos valores recebidos em 2008. O aumento em 2007, comparado com 2006, deveu-se, principalmente, ao aumento dos valores recebidos em 2007 e ao maior valor em tributos pagos por ganhos em 2006. Os itens não-monetários significativos que afetam lucros incluíram depreciação e despesa de amortização em conseqüência de nossos projetos de melhorias de bens de capital em andamento, reconhecimento de ativos e passivos regulatórios diferidos, efeitos de correção monetária e variações de taxa de câmbio e imposto de renda diferido.

Fluxo de Caixa Proveniente de Atividades de Investimento

O caixa líquido empregado em atividades de investimento em 2008, 2007 e 2006 totalizou, respectivamente, R$1.280 milhões, R$1.114 milhões e R$2.086 milhões, em decorrência, sobretudo, da aquisição de ativos imobilizados e da modernização das instalações de geração, transmissão e distribuição existentes, assim como a aquisição de uma participação acionária na Light e diversas companhias de transmissão em 2006. Um ganho sobre a venda da WAY TV foi reconhecido em 2007, no valor de R$49 milhões e investimentos em afiliadas foram de R$220 milhões, R$26 milhões e R$568 milhões em 2008, 2007 e 2006, respectivamente. Os gastos de capital para aquisição de ativos imobilizados totalizaram R$971 milhões, R$1.120 milhões e R$1.328 milhões em 2008, 2007 e 2006, respectivamente. Vide o “Item 4 – Informações sobre a Companhia – Gastos de Capital e Investimentos em Afiliadas” para obter mais dados relativos à maneira pela qual utilizamos esses gastos de capital.

Fluxo de Caixa Proveniente de Atividades Financeiras

O fluxo de caixa utilizado nas atividades de financiamento durante 2008 totalizou R$1.496 milhões, incluindo a amortização de R$807 milhões de financiamentos de longo prazo denominados em real e em moedas estrangeiras e o pagamento de R$865 milhões em dividendos e juros sobre o capital próprio, parcialmente compensado por R$176 milhões em recursos de financiamentos de longo prazo.

O fluxo de caixa utilizado nas atividades de financiamento durante 2007 totalizou R$1.046 milhões, incluindo a amortização de R$1.134 milhões de financiamentos denominados em real e em dólar dos Estados Unidos e o pagamento de R$1.334 milhões em dividendos e juros sobre o capital próprio, parcialmente compensado por R$589 milhões e R$833 milhões em recursos de financiamentos de longo prazo e empréstimos de curto prazo, respectivamente.

O caixa líquido utilizado por atividades de financiamento em 2006 totalizou R$441 milhões, composto da amortização de R$1.817 milhões em financiamento de longo prazo denominado em reais e moeda estrangeira e o pagamento de R$2.072 milhões em dividendos e juros sobre o capital parcialmente compensado por R$2.248 milhões e R$1.200 milhões em recursos de financiamentos de longo prazo e empréstimos de curto prazo, respectivamente.

Nosso endividamento proveniente de empréstimos, financiamentos e debêntures, em 31 de dezembro de 2008, totalizou R$6.511 milhões, incluindo R$5.314 milhões de dívida de longo prazo e R$1.197 milhões da parcela atual da dívida de longo prazo. Tal montante é comparável ao nosso endividamento proveniente de empréstimos, financiamentos e debêntures, em 31 de dezembro de 2007, de R$6.814 milhões, incluindo R$5.873 milhões de dívida de longo prazo e R$941 milhões da parcela atual da dívida de longo prazo. De nossa dívida de longo prazo (incluindo a parcela atual), em 31 de dezembro de 2008, R$445 milhões estavam denominados em moedas estrangeiras (R$315 milhões em dólares dos Estados Unidos) e R$6.066 milhões estavam denominados em reais. De nosso endividamento total proveniente de empréstimos, financiamentos e debêntures de R$6.511 milhões, em 31 de dezembro de 2008, R$5.787 milhões estão sujeitos às taxas de juros variáveis. Vide Notas 14 e 25 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Estamos empenhados em prolongar nosso perfil de dívidas através de veículos de financiamento de longo prazo a baixas taxas de juros, sendo os vencimentos e obrigações destes compatíveis com a natureza de nossos negócios, que é de capital intensivo. Procuramos equilibrar as proporções de financiamentos de curto e longo prazo e não aumentar nossa exposição a taxas de curto prazo, nem sofrer qualquer pressão de liquidez. Através desta política, obtivemos sucesso em melhorar continuamente nossas classificações de créditos, reduzindo nosso custo de capital e melhorando nosso perfil de dívidas. Nossa principal forma de obtenção de reservas é através de emissão de debêntures e emissão de notas de médio prazo (conhecidas no Brasil como "*commercial paper*"), sendo o último o mais utilizado para atender obrigações de curto prazo.

Estamos sujeitos a cláusulas financeiras contidas em alguns de nossos contratos de dívidas que nos obrigam a manter certos índices financeiros. Esses índices são calculados com base em nossas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas e outras cláusulas podem limitar nossa capacidade de sustentar nossa liquidez e exigências de capital. A Companhia atendia a todos esses índices em 31 de dezembro de 2008. Dada a atual porção de nossos financiamentos no montante de R$1.197 milhões devidos em 2009, nós necessitamos de recursos no curto prazo para pagar e refinanciar essas obrigações. Por esse motivo, planejamos refinanciar nossa dívida em 2009 com o fim de alongar os vencimentos. Não podemos garantir que consumaremos com sucesso esse refinanciamento.

Na qualidade de empresa estatal, estamos sujeitos a restrições nos termos das atuais leis e regulamentos de financiamento vigentes no Brasil com relação à nossa capacidade de obtenção de financiamento em determinadas situações. Por exemplo, precisamos obter aprovação do Ministério da Fazenda e do Banco Central antes de realizar certas operações financeiras internacionais, sendo tal aprovação geralmente concedida apenas se o propósito da operação for financiar a importação de bens ou rolar nossa dívida externa. Ademais, as instituições financeiras no Brasil estão sujeitas às restrições de exposição a risco relacionado aos governos estaduais, órgãos governamentais e estatais como nossa empresa. As restrições mencionadas neste parágrafo não têm impedido a obtenção de financiamento, embora não haja garantias de que nossa capacidade de obter financiamento não será prejudicada no futuro. Vide "Item 3. Informações Chave – Fatores de Risco – Riscos Relativos ao Brasil – Enfrentamos atualmente limitações à nossa capacidade de obter financiamento"

Atualmente planejamos realizar investimentos de capital em relação a nosso ativo imobilizado no valor de aproximadamente R$970 milhões em 2009. Utilizamos um total de R$170 milhões em nosso programa de investimentos de capital no primeiro trimestre de 2009 e temos obrigações de prover fundos para substancialmente todos os R$800 milhões restantes. Esperamos destinar estes gastos de capital principalmente à expansão de nossa infraestrutura de distribuição e aumento de nossa capacidade de geração. Também destinamos R$820 milhões para investimentos anunciados em afiliadas em 2009. Adicionalmente, anunciamos a aquisição da Terna, a qual, quando aprovada pelos órgãos regulatórios e instituições financeiras relevantes, representará um investimento de mais de

R$3,0 bilhões. Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia – Desenvolvimentos Recentes”. Em 2008, cobrimos nossos gastos de capital e investimentos em afiliadas e atendemos nossas necessidades de liquidez por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Segundo prevemos, em 2009 proveremos recursos a nossos gastos de capital, investimentos em afiliadas e aquisições propostos e atenderemos nossas demais necessidades de liquidez por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Como nos valemos principalmente de caixa gerado por operações para prover recursos à nossa liquidez e necessidades de capital, fatores que acarretam o aumento ou a diminuição de nossas receitas e lucro líquido podem ter efeito correspondente sobre o acesso de nossa empresa a fontes de liquidez.

Em longo prazo, prevemos que será necessário efetuar significativos gastos de capital com relação à manutenção e atualização de nossas instalações de geração, transmissão e distribuição, e esperamos empregar várias de fontes de liquidez, como o fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos, com relação a tais necessidades. Vide “Item 3. Informações Chave – Fatores de Risco” para uma explanação acerca de certas questões que podem afetar adversamente nossa posição de liquidez.

Pesquisa e Desenvolvimento

Dedicamo-nos a projetos que exploram avanços tecnológicos não apenas em sistemas de energia elétrica, mas em todos os campos relacionados à energia, tais como desenvolvimento de fontes de energia alternativas, controle ambiental e desempenho do sistema de energia e otimização da segurança.

Em 2008, despendemos apenas R$7 milhões em projetos de pesquisa. Não obstante, R$18,6 milhões foram transferidos para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), um fundo federal de pesquisa e desenvolvimento; e R$9,2 milhões foram transferidos para a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a companhia federal de planejamento energético. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006, despendemos um montante total de R$24,3 milhões em projetos de pesquisa e desenvolvimento, e transferimos no período o valor total aproximado de R$67,3 milhões ao FNDCT. Prevemos despender o total aproximado de R$85,8 milhões em pesquisa e desenvolvimento em 2009. Nossos esforços de pesquisa e desenvolvimento atendem a lei federal que exige que as concessionárias de serviço público de energia elétrica brasileiras despendam pelo menos 1% de seu lucro líquido em projetos e programas de pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética (inclusive transferências para o FNDCT e EPE), e estão em conformidade com nossos planos corporativos estratégicos.

Em conformidade com as instruções da ANEEL, registramos uma obrigação em 2008 para despesas futuras em programas de pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética na quantia de R$58,8 milhões, relativamente aos valores que já haviam sido incluídos na determinação de nossas tarifas em 2008.

Dedicamos parcela significativa de nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento ao desenvolvimento do emprego de fontes de energia alternativas, inclusive geração de energia eólica, solar e a partir de biomassa.

Nós implementamos o Centro de Gestão Estratégica de Tecnologia – CGET, uma entidade sem fins lucrativos independente, cujas sócias são subsidiárias da CEMIG. Em 2008, o CGET celebrou cerca de 36 acordos científicos e tecnológicos com universidades, centros de pesquisa e o setor de equipamentos para apoiar a implementação dos nossos projetos de pesquisa e desenvolvimento.

Tendências

A compra de energia da Usina de Itaipu constituiu aproximadamente 32% da carga cativa da Cemig Distribuição, em 2008. Para atender às necessidades remanescentes de energia de 68% da Cemig Distribuição em 2008, adquirimos energia por meio de nossos contratos bilaterais (6%), e por meio de contratos no ACR (48%), recebemos energia do Programa PROINFA (1%) e adquirimos do mercado à vista na CCEE. Para mais detalhes sobre a energia elétrica comprada da Cemig Distribuição no ACR, vide “Item 4. Informações sobre a Companhia – O Mercado Regulado (ACR, ou “Pool”)”.

Na qualidade de concessionária de serviço público, nossa empresa está sujeita aos regulamentos editados pelo Governo Federal conforme descrito no “Item 4. Informações sobre a Companhia – O Setor Elétrico Brasileiro” Em vista disso, qualquer alteração da estrutura regulatória poderá nos afetar significativamente, seja no tocante a nossas receitas se a alteração for relativa a preços, seja no tocante a nossas despesas operacionais se a alteração for relativa a custos incorridos para prestar serviços a clientes.

Não prevemos qualquer alteração significativa de receitas no tocante às atividades de transmissão e distribuição uma vez que os regulamentos em vigor estão de acordo com os planos da administração do Governo Federal.

O reajuste tarifário foi aplicado de modo diverso a categorias diversas de clientes, cabendo aos clientes industriais reajustes mais altos que os clientes residenciais. Para obter informações adicionais, vide "Item 4. Informações sobre a Companhia - O Mercado Brasileiro de Energia – Tarifas" e "Item 4. – O Setor Energético Brasileiro – Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão". Essa diferença de aplicação poderá acarretar impacto sobre o crescimento do volume de vendas no futuro, uma vez que os clientes industriais tenderão a desenvolver projetos de co-geração de energia para fornecer energia a eles próprios a custo mais baixo. Estamos tomando providências para mitigar esse impacto por meio da ligação de novos clientes de diferentes categorias bem como clientes estabelecidos em Estados vizinhos. Nos próximos anos, prevemos que o consumo de energia elétrica aumente até o nível anterior ao racionamento, com base na premissa de que a atividade econômica no Brasil continuará a crescer. Não há, contudo, como garantir isso.

Prevemos que os custos com a Parcela A aumentarão a uma taxa bem superior à inflação, que exigirá aumentos tarifários adicionais. Prevemos que os custos com a Parcela B aumentem aproximadamente à taxa da inflação já que a maioria desses custos é corrigida monetariamente em conformidade com termos contratuais. Tomamos medidas para cortar custos operacionais de sorte a atender a marcos propostos pela ANEEL no processo periódico de análise de tarifas.

No tocante a expansão, acreditamos que a extensão de serviços de eletricidade a todos os potenciais clientes representa uma tendência significativa em nossa indústria. As concessionárias de energia elétrica ficam atualmente obrigadas a prestar serviços a todos os potenciais clientes de acordo com cronograma estabelecido pela ANEEL. Nos termos da Lei Federal nº 10.438, de 26 de abril de 2002, conforme alterada, e a resolução relevante da ANEEL, o financiamento da extensão destes serviços de eletricidade deverá vir da Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, e da Reserva Global de Reversão, ou RGR. De acordo com o Programa Luz para Todos, lançado pelo MME e pela Eletrobrás para promover a extensão de serviços de eletricidade em áreas rurais, em sua segunda fase, 31% de todos os recursos necessários provirão da CDE e 26,6% da RGR, 26,2% do Governo Estadual e os 16,2% restantes da CEMIG. Para mais informações acerca do programa Luz para Todos, vide "Item 4. Informações sobre a Companhia – Distribuição e Compra de Energia Elétrica – Expansão da Capacidade de Distribuição".

Um importante projeto no qual a CEMIG investe é no Programa Minas PCH. Este projeto visa construir dúzias de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Estado de Minas Gerais, e garantirá uma oferta de energia diversificada e maior para o crescimento da economia regional.

Outro destaque em novos investimentos em distribuição é o Programa Cresce Minas. Esse programa durará de 2006 a dezembro de 2009 e fornecerá infraestrutura e melhorias ao sistema de distribuição de energia por toda Minas Gerais a fim de melhorar a qualidade do fornecimento de energia e adaptá-lo às novas condições de mercado.

No tocante ao fornecimento de energia, prevemos que a atual capacidade e níveis de reservatório favoráveis prevalecerão no curto prazo. No entanto, existem preocupações acerca das condições de fornecimento em médio prazo, já que a produção e importação de gás natural do Brasil não é suficiente para alcançar todo o consumo das usinas termoelétricas no caso de uma severa seca. O investimento em nova capacidade de geração é uma das maiores questões do Governo Federal e prevê-se que a nova estrutura regulatória estimulará o investimento em nova capacidade de geração.

Ajustes Não Refletidos no Balanço Patrimonial

Não temos ajustes não refletidos no balanço patrimonial.

Compromissos Contratuais

Nós temos compromissos e obrigações contratuais em aberto incluem provisões para pagamento de principal de dívida, a obrigação de comprar energia elétrica comprada para revenda de Itaipu, a obrigação de transferir e transportar energia elétrica de Itaipu, assim como compromissos de construção. A tabela abaixo apresenta informações sobre nossas obrigações e compromissos contratuais em milhões de reais, em 31 de dezembro de 2008:

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015 em diante	Total
Dívida total de longo prazo (1)	1.197	739	812	967	1.085	886	825	6.511
Instrumentos Financeiros Derivativos (“swaps”)	49	12	11	11	11	-	-	94
Energia elétrica comprada de Itaipu para revenda (2)	860	918	947	979	1.014	1.029	4.127	9.874
Transporte de energia elétrica de Itaipu (2)	67	72	75	77	83	-	-	374
Dívida de Plano de Pensão – Forluz	75	78	68	63	41	44	573	942
Programa “Luz para Todos”	157	250	-	-	-	-	-	407
Investimentos Regulatórios	677	474	422	419	-	-	-	1.992
Concessões Concedidas (3)	2	2	2	7	15	15	313	356
Compra de Energia (4)	1.966	2.755	3.660	4.187	4.291	4.615	22.974	44.448
Total	5.050	5.300	5.997	6.710	6.540	6.589	28.812	64.998

(1) Na hipótese de descumprimento por nossa parte de certos compromissos contidos em nossos contratos de empréstimo, o valor principal total, juros futuros e quaisquer multas devidas nos termos desses contratos poderão se tornar imediatamente devidos e pagáveis. Tais valores não incluem pagamento de juros sobre a dívida ou pagamentos de taxa de juros de contratos de swap. Esperamos pagar aproximadamente R$623 milhões em juros sobre dívidas em 2009. Pagamentos de juros sobre dívidas para os anos após 2009 não foram estimados, uma vez que estão sujeitos a variações futuras de taxa de juros e taxas cambiais. Não acreditamos que as projeções de pagamento de juros de contratos de swap seriam significativas.

(2) Contrato com Furnas denominado em dólares dos Estados Unidos, para fornecer energia elétrica comprada de Itaipu até maio de 2013. Estes montantes foram calculados com base na taxa do Dólar do dia 31 de dezembro de 2008.

(3) Para obter as concessões para a construção de determinados projetos de geração, a Cemig Geração e Transmissão S.A. necessita realizar pagamentos ao poder concedente, durante a vigência do contrato, como uma remuneração das operações comerciais.

(4) Inclui mercado à vista, compras por meio de leilões e contratos bilaterais.

Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados

Conselheiros e Diretores

A CEMIG é administrada por nosso Conselho de Administração, que possui 14 membros, cada qual com o respectivo suplente, e por nossa Diretoria, que consiste de nove Diretores. Por ser nosso acionista majoritário, o Governo do Estado de Minas Gerais tem direito de eleger a maior parte de nosso Conselho de Administração, podendo, portanto, controlar as deliberações das reuniões dos Conselheiros. Todos os detentores de ações ordinárias da CEMIG têm direito de voto na eleição de membros de nosso Conselho de Administração. Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, qualquer acionista detentor de no mínimo 5% de nossas ações ordinárias em circulação poderá requerer a adoção de procedimento de voto múltiplo, que confere a cada ação número de votos igual ao atual número de membros de nosso Conselho de Administração, sendo reconhecido ao acionista o direito de cumular os votos num só candidato ou distribuí-los entre vários.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, os detentores de ações ordinárias representativas de no mínimo 10% de nosso capital social, bem como detentores de ações representativas de no mínimo 15% de nosso capital social (que não nosso acionista controlador) terão o direito de nomear um membro para o Conselho de Administração e seu respectivo suplente. Caso nenhum dos detentores de ações ordinárias ou ações preferenciais se enquadre nos limites mínimos mencionados acima, os acionistas que representarem no total no mínimo 10% de nosso capital social poderão combinar suas participações para nomear um membro para o Conselho de Administração e seu respectivo suplente.

A CEMIG e suas subsidiárias integrais, Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição, têm o mesmo Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria, exceto por, em relação às Diretorias das subsidiárias integrais, somente a Cemig Distribuição possui Diretoria de Distribuição e Comercialização e somente a Cemig Geração e Transmissão possui Diretoria de Geração e Transmissão.

Conselho de Administração

Nosso Conselho de Administração normalmente se reúne uma vez a cada dois meses. Suas responsabilidades incluem a fixação da estratégia societária, orientação geral de nossos negócios e eleição, destituição e fiscalização de nossos Diretores.

Cada membro do Conselho de Administração tem um suplente, eleito em Assembleia Geral do mesmo modo que o conselheiro. Os suplentes atuam como substitutos dos respectivos conselheiros sempre que os conselheiros não estejam disponíveis para desempenhar suas funções normais , ou no caso de vacância do Conselho de Administração, até a nomeação de conselheiro substituto para preencher a vacância. Nenhum conselheiro de nosso Conselho de Administração ou suplente tem contrato de trabalho com nossa Companhia ou com qualquer subsidiária que preveja benefícios por ocasião da rescisão do contrato de trabalho.

Os membros de nosso Conselho de Administração são eleitos para mandatos de três anos, podendo ser reeleitos. O quadro completo de conselheiros é eleito a cada três anos. Nosso Conselho de Administração é formado por até 14 membros, dos quais oito são eleitos pelo Governo do Estado de Minas Gerais, cinco pela Southern Electric Brasil Participações Ltda., ou Southern, e um pelos acionistas preferencialistas. Os mandatos dos atuais membros de nosso Conselho de Administração expiram em abril de 2012. Os nomes, cargos e datas da primeira nomeação de nossos conselheiros e respectivos suplentes são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Sérgio Alair Barroso	Presidente	05 de março de 2009
Paulo Sérgio Machado Ribeiro	Suplente	25 de abril de 2008
Djalma Bastos de Morais	Vice-Presidente	14 de janeiro de 1999
Lauro Sérgio Vasconcelos David	Suplente	28 de abril de 2006
Francelino Pereira dos Santos	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Luiz Antônio Athayde Vasconcelos	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Antônio Adriano Silva	Conselheiro	14 de janeiro de 1999
Marco Antonio Rodrigues da Cunha	Suplente	27 de fevereiro de 2003
João Camilo Penna	Conselheiro	25 de abril de 2008
Guilherme Horta Gonçalves Junior	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Britaldo Pedrosa Soares (1)	Conselheiro	25 de abril de 2008
Jeffery Atwood Safford (1)	Suplente	25 de abril de 2008
André Araújo Filho (1)	Conselheiro	25 de abril de 2008
Andréa Leandro Silva	Suplente	7 de maio de 2004
Roberto Pinto Ferreira Mameri Abdenur (1)	Conselheiro	25 de abril de 2008
Clarice Silva Assis (1)	Suplente	24 de julho de 2008
Evandro Veiga Negrão de Lima (1)	Conselheiro	28 de abril de 2006
Maria Amália Delfim de Melo Coutrim (1)	Suplente	25 de abril de 2008
Thomas Anthony Tribone (1)	Conselheiro	24 de julho de 2008
José Castelo Branco da Cruz (1)	Suplente	25 de abril de 2008
Eduardo Lery Vieira	Conselheiro	28 de maio de 2003
Kleber Antonio de Campos	Suplente	05 de março de 2009
Maria Estela Kubitschek Lopes	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Fernando Henrique Schüffner Neto	Suplente	22 de junho de 2007
Alexandre Heringer Lisboa	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Franklin Moreira Gonçalves	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Guy Maria Villela Paschoal (2)	Conselheiro	25 de abril de 2008
Cezar Manoel de Medeiros (2)	Suplente	29 de abril de 2009

(1) Eleito pela Southern.
(2) Eleito pelos acionistas preferencialistas.

Seguem abaixo informações biográficas sumárias sobre cada membro do Conselho de Administração:

Sergio Alair Barroso. O Sr. Barroso é formado em economia pela Universidade São Lucas (São Paulo); possui mestrado em economia internacional pela Universidade de Boston (EUA); e especializações em administração de empresas pela Universidade de Michigan (EUA) e gerenciamento de executivos pela Universidade de Columbia (EUA) e pela Fundação Getúlio Vargas (São Paulo). Ele foi presidente dos conselhos de administração da Fosfertil, Ultrafertil e Fertifos. Trabalha como consultor e é sócio em empreendimentos nas áreas de agronegócios, responsabilidade social e investimentos em meio-ambiente.

Djalma Bastos de Morais - O Sr. Morais é formado em engenharia pelo Instituto Militar de Engenharia, tendo concluído estudos de pós-graduação em telefonia e informática no mesmo instituto. Desde janeiro de 1999 é nosso Diretor Presidente e desde julho de 2002 é Diretor Presidente da Empresa de Infovias S.A.. De janeiro de 1999 a dezembro de 2004 foi Diretor Presidente da Gasmig. De maio de 1999 a agosto de 2001, foi Diretor Presidente da Empresa de Infovias S.A.. De 1995 a 1998, foi vice-presidente da Petrobras Distribuidora S.A. De 1993 a 1994, o Sr. Morais atuou como Ministro das Comunicações do Brasil. Também ocupou vários outros cargos, como diretor presidente da Telecomunicações de Minas Gerais S.A. - Telemig; gerente da Telecomunicações Brasileiras S.A. - Telebrás; diretor de operações da Telecomunicações de Mato Grosso - Telemat; diretor de operações da Telecomunicações do Amazonas - Telemazon; e gerente da Telefônica Municipal S.A. - Telemusa.

Francelino Pereira dos Santos - O Sr. Santos formou-se em direito na Universidade Federal de Minas Gerais, em 1949. Foi também senador por Minas Gerais, de 1995 a 2002 e governador de Minas Gerais de 1979 a 1983. Foi também deputado federal por quatro mandatos sucessivos de 1963 a 1979, e vereador da cidade Belo Horizonte de 1951 a 1954. De 1961 a 1966 foi Chefe de Gabinete do Secretário do Estado de Minas Gerais de Assuntos Internos e da Justiça, Chefe do Departamento de Administração Geral do Estado de Minas Gerais e Conselheiro Chefe de Assuntos Municipais do Gabinete do Governador. De 1985 a 1990 foi vice-presidente da administração do Banco do Brasil S.A. e diretor presidente da Acesita, de outubro de 1983 a agosto de 1984. Foi também professor e diretor da Escola Municipal de 2° Grau de Contabilidade em Belo Horizonte de 1955 a 1959.

Antônio Adriano Silva – O Sr. Silva é formado em administração de empresas com especialização em marketing. Trabalhou para várias empresas privadas, entre elas Mesbla S.A., Empresa Brasileira de Varejo S.A. - Embrava, Agência Jornalística Imagem, Associação Comercial de Minas, Asa Criação de Publicidade e Coteminas.

João Camilo Penna — O Sr. Penna formou-se em engenharia em 1948 pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Trabalhou como engenheiro na CVRD de Janeiro de 1949 a abril de 1951; Diretor de Planejamento e Construção na CEMIG de maio de 1951 a março de 1961; e Diretor Técnico da CEMIG de março de 1961 a março de 1967. Foi Presidente da CEMIG de março de 1967 a março de 1975. Foi Secretário Financeiro do Estado de Minas Gerais nos governos de Aureliano Chaves e Oznam Coelho de março de 1975 a março de 1979, Ministro do Comércio e da Indústria do Brasil no governo de Figueiredo de março de 1979 a agosto de 1984, e Presidente da Furnas Centrais Elétricas de maio de 1985 a agosto de 1989. Durante esses mesmos períodos foi Secretário Administrativo do Estado de Minas Gerais, membro do Conselho Monetário Nacional (CMN), membro do Conselho de Administração da Eletrobrás, Vice-Presidente da Associação de Normas Técnicas Brasileiras, Diretor do Comitê de Represas de Grande Prote e do Grupo Brasileiro da Conferência Mundial de Energia. Em 1990 foi consultor e membro dos conselhos de organização, como Mannesmann, Fundação Dom Cabral, Copersucar, Companhia Siderúrgica do Pará, Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina, Biobrás, Copasa e Federação das Indústrias de Minas Gerais (Fiemg). De 1984 a 1992, foi membro do Conselho de Administração da Itaipu Binacional e Presidente do Conselho do Instituto Horizontes na Atech–Sivam. Em *Coopers and Lybrand*, foi presidente do Comitê de Supervisão do Estudo de Concorrência no Mercado Brasileiro. Em 2002, foi consultor na preparação do estudo "Minas Gerais no Século 21", uma iniciativa do Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais (BDMG) e Presidente da organização "Economia e Energia – E&E". Foi membro do Comitê de Ética do Presidente da República, de setembro de 2000 a março de 2005, e, de abril de 2004 a abril de 2005, foi membro do Comitê de Ética Público do governo do Estado de Minas Gerais.

Britaldo Pedrosa Soares — O Sr. Soares formou-se em engenharia metalúrgica pela Universidade Federal de Minas Gerais, com pós-graduação em economia pela Fundação Dom Cabral e extensão em Gestão e Liderança pela Darden School of Business da Universidade de Virginia. Iniciou sua carreira no Citibank/Citigroup em 1980, onde foi Vice-Presidente na área de Corporate Bank e International Corporate Finance de 1988 a 1992. De 1992 a 1998, foi Diretor Financeiro da área de celulose das Empresas Caemi/Jarí e CEO da Jari Celulose. Foi Vice-Presidente de Finanças da Enron South America e da Prisma Energy, a holding da distribuidora de energia elétrica Elektro, de fevereiro de 1999 a agosto de 2005. Na Elektro foi Gerente de Finanças e Relações com Investidores de fevereiro de 1999 a dezembro de 2003. Em setembro de 2005, tornou-se Vice-Presidente de Finanças e Relações com Investidores das empresas do Grupo AES no Brasil (Eletropaulo, AES Tietê, AES Uruguaiana, AES Sul e outras). Desde julho de 2007, é o CEO do Grupo AES das empresas no Brasil.

André Araújo Filho — O Sr. Filho formou-se em direito pela Universidade Mackenzie em 1968, com pós-graduação em Direito Trabalhista pela Fundação Getúlio Vargas. Participou do curso de Liderança Global no Centro de Estudos Estratégicos Internacional da Universidade de Georgetown, Washington DC, e publicou três livros: A Escola do Rio – Fundamentos Políticos da Nova Economia Brasileira, publicado pela Editora Alfa Omega em 1998;

Mercados Soberanos – Globalização, Poder e Nação, publicado pela Editora Alfa Omega em 1999; e Moeda e Prosperidade – O Impasse do Crescimento na Política de Estabilização, publicado pela Editora Top Books em 2005. Foi Diretor de Tesouraria da Abinee por três mandatos, de 1974 a 1983, e Primeiro Tesoureiro da Sinaees, de 1974 a 1985, também por três mandatos. Foi Presidente da Emplasa, Empresa de Planejamento Metropolitano da Grande São Paulo S.A., em 1994; Diretor Financeiro da Prodam – Companhia de Processamento de Dados do Município de São Paulo, em 2000; e de 1972 a 1983 foi Diretor Financeiro e CEO da Búfalo Motores S.A..

Roberto Pinto Ferreira Mameri Abdenur — O Sr. Abdenur formou-se em direito pela PUC do Rio de Janeiro e em economia pela London School of Economics. De 1964 a 1983, esteve ligado aos Serviços Diplomáticos, como Terceiro, Segundo e Primeiro Secretário, Conselheiro, Ministro e Embaixador. No Ministério de Relações Exteriores, trabalhou na Divisão de Comunicações e Arquivos de 1964 a 1965, na Divisão de Política Comercial de 1966 a 1967, como Chefe Interino do Setor de Análises Técnicas e Planejamento em 1968, Secretário do Ministro em 1969, Assistente do Secretário Geral de 1975 a 1978, Coordenador de Assuntos Econômicos e Comerciais do Ministério de Relações Exteriores de 1979 a 1984 e Secretário Geral de Relações Exteriores de 1993 a 1995. Foi Assistente Geral em Londres de 1969 a 1973, Primeiro Secretário na Embaixada Brasileira em Washington de 1973 a 1975 e Embaixador Brasileiro no Equador de 1985 a 1988, na China de 1989 a 1993, na Alemanha de 1995 a 2002, na Áustria de 2002 a 2004 e nos Estados Unidos de 2004 a 2007. Desde 2007, é consultor em assuntos políticos e econômicos internacionais relativos ao Brasil.

Evandro Veiga Negrão de Lima – O Sr. Negrão de Lima graduou-se em medicina com especialização em psiquiatria na faculdade de medicina da Universidade Federal de Minas Gerais em 1964, onde, após experiência adquirida no hospital e universidade em Colorado, EUA, tornou-se instrutor e subsequentemente monitor em medicina forense. Ele foi psiquiatra clínico do Instituto de Previdência Social dos Empregados de Minas Gerais, aposentando-se como chefe de serviços médicos no interior do Estado. Ele foi conselheiro da Associação Comercial de Minas Gerais, vice-presidente do Clube de Gerentes de Companhias Imobiliárias, vice-presidente do Clube América de Futebol, diretor de duas companhias comercializadoras de aço Cobraço e Cobrafer, e é piloto licenciado desde 1968. Ele é atualmente presidente da Sancruza, companhia de planejamento e engenharia; presidente do Yacht Club da Pampulha em Belo Horizonte e presidente da NL, empresa de construção e desenvolvimento e mais outras duas empresas de gerenciamento imobiliário.

Thomas Anthony Tribone – O Sr. é fundador e o atual presidente da Guggenheim Global Infrastructure Company. Como vice-presidente executivo da AES Corporation, participou do processo inicial de formação da AES, e possui vasta experiência em operações e transações nos setores elétrico e de infraestrutura. Ele também é membro da administração da Atlantic Richfield Company. É formado em engenharia química pela Universidade Case Western Reserve, e possui MBA e bacharelado em direito pela Universidade Duquesne.

Eduardo Lery Vieira – O Sr. Vieira se formou em engenharia mecânica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais em 1976, e possui pós-graduação em administração pelo IBMEC e em engenharia econômica pela Fundação Dom Cabral. Trabalhou no Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais, ou BDMG, de 1976 a 2003, em várias funções, tais como trainee, engenheiro e gerente. Foi Secretário de Indústria, Comércio e Serviços no âmbito da Secretaria Econômica de Desenvolvimento de 2003 a 2005. Em 2005, foi eleito conselheiro do Instituto de Desenvolvimento Integrado de Minas Gerais, ou INDI e, em julho de 2007, assumiu o cargo de presidente do INDI.

José Castelo Branco da Cruz — O Sr. Branco da Cruz formou-se em direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro em 1983, com pós-graduação em Direito Econômico e Contratos Comerciais pela Fundação Getúlio Vargas. Desde 1992, trabalha com contratos, incluindo assuntos relativos relacionados à reestruturação de empresas e questões acionárias e dos mercados de capital no escritório de advocacia Castelo Branco & Dias. Foi consultor e gerente jurídico do Grupo Lorentzen de 1986 a 1992. Também foi Procurador Executivo Assistente do governo no Estado do Maranhão de 1983 a 1986.

Maria Estela Kubitschek Lopes – A Sra. Lopes formou-se em arquitetura e é decoradora de interiores e empresária. É sócia gerente da DF Consultores Ltda. e da Santa Júlia Importação, Exportação e Participações. É também assessora do presidente da Fundação Municipal de Teatro da Cidade do Rio de Janeiro, e do presidente dos Amigos do Estado do Rio de Janeiro AME-RIO, e do presidente do conselho da Casa Santa Ignez (uma entidade filantrópica responsável pela nutrição e educação de crianças e de famílias de baixa renda no bairro da Rocinha no Rio de Janeiro). Foi uma das fundadoras do Memorial JK, uma organização fundada em memória de Jucelino Kubitschek de Oliveira (ex-presidente do Brasil), e exerceu o cargo de vice-presidente de setembro de 1981 a maio de 2000, e como presidente executiva desde outubro de 2000. Foi também presidente do conselho do Instituto

Cultural Cesgranrio, vice-presidente do conselho do Banco da Mulher, presidente de Instituições Beneficentes do Estado do Rio de Janeiro e membro do conselho da Casa das Palmeiras, um instituto cultural. Recebeu diversas honras ao mérito cultural e social.

Alexandre Heringer Lisboa - O Sr. Lisboa formou-se em engenharia elétrica no Instituto Politécnico da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais e recebeu o grau de mestre em engenharia mecânica, com ênfase em energia solar, da Universidade Federal da Paraíba, na cidade de João Pessoa (Estado da Paraíba). Recebeu também treinamento especializado em usina eólica na *Deutsches Windenergie – Institut - DEWI* e da *Summer School on Wind Energy Technology* na Universidade de Oldenburg, na Alemanha. Trabalha como engenheiro da CEMIG desde maio de 1985 e é conselheiro do SENGE, assim como conselheiro do Conselho Regional de Engenharia e Arquitetura. Foi suplente do Conselho de Administração da CEMIG de janeiro de 1999 a dezembro de 2000. Foi pesquisador e consultor do Centro da Fundação Tecnológica de Minas Gerais - CETEC, de novembro de 1983 a abril de 1985. De janeiro de 1977 a maio de 1979, foi estagiário na Usiminas, Companhia Siderúrgica Belgo-Mineira e Delle Alstom S.A. - DASA.

Guy Maria Villela Paschoal – O Sr. Villela Pascoal é formado em engenharia mecânica e elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Foi presidente do Conselho de Administração da CEMIG e foi empregado da CEMIG por 28 anos.

Diretoria

Nossa Diretoria é responsável pela execução de deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração e pela administração cotidiana. Os membros de nossa Diretoria, os Diretores, têm responsabilidades individuais estabelecidas no estatuto social e ocupam seus cargos por mandato de três anos. Os mandatos dos atuais Diretores expiram em abril de 2012. Os Diretores são eleitos por nosso Conselho de Administração. Em geral, são realizadas reuniões ordinárias pelo menos duas vezes por mês, sendo as reuniões extraordinárias realizadas sempre que convocadas pelo Diretor Presidente, ou Presidente, ou por dois Diretores que não o Presidente.

Os nomes, cargos e datas da primeira nomeação de nossos diretores são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Djalma Bastos de Morais	Diretor Presidente	14 de janeiro de 1999
Arlindo Porto Neto................................	Diretor Vice-Presidente	20 de janeiro de 2009
José Carlos de Mattos	Diretor de Desenvolvimento de Novos Negócios	9 de janeiro de 2007
Luiz Henrique de Castro Carvalho........	Diretor de Geração e Transmissão	18 de agosto de 2008
Fernando Henrique Schuffner Neto	Diretor de Distribuição e Comercialização	18 de agosto de 2008
Luiz Fernando Rolla..............................	Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores	9 de janeiro de 2007
Marco Antonio Rodrigues da Cunha.....	Diretor de Gestão Empresarial	9 de janeiro de 2007
Bernardo Afonso Salomão Alvarenga	Diretor Comercial	27 de abril de 2007
José Carlos de Mattos	Diretor da Divisão de Gás	12 de fevereiro de 2009

Seguem abaixo informações biográficas sumárias sobre cada membro da Diretoria.

Djalma Bastos de Morais – Para obter informações biográficas sobre o Sr. Morais, vide "– Conselho de Administração".

Arlindo Porto Neto – O Sr. Porto Neto é formado em administração de empresas e contabilidade pela Universidade Federal de Uberlândia. Desde 2004, é Vice-Presidente da Companhia de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais, ou Codemig. Foi Senador pelo Estado de Minas Gerais de 1995 a 2003, e Ministro de Estado de Agricultura e Abastecimento de 1996 a 1998. De 1991 a 1994, foi Vice-Governador do Estado de Minas Gerais. De 1983 a 1985, foi Prefeito de Patos de Minas.

José Carlos de Mattos – O Sr. Matos é formado em literatura pelo Centro Universitário de Belo Horizonte. Atualmente é o Diretor Presidente da Gasmig. De 2004 a 2007, foi Diretor-Presidente da Previminas, a Fundação de Seguridade Social do Estado de Minas Gerais. Em 2003 e 2004, foi Diretor Financeiro da Codemig. De 1983 a 1992 foi Superintendente Regional da Caixa Econômica Federal nos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas

Gerais, e também foi Diretor Financeiro da Caixa Econômica Federal de 1992 a 1994. Durante o mesmo período de 1992 a 1994, também foi Diretor do Biape – o Banco Interamericano de Poupança e Empréstimo. Em 1995 e 1996, foi Vice-Presidente do Bemge – o Banco do Estado de Minas Gerais. Foi nomeado Diretor de Planejamento, Projetos e Construção da CEMIG em janeiro de 2007.

Luiz Henrique de Castro Carvalho – O Sr. Castro é formado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), com pós-graduação em análise de sistemas, especialização em *Mainframe Support*, e com um MBA Executivo Internacional em Administração de Empresas e Tecnologia da Informação pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) em 2000. O Sr. Castro iniciou sua carreira no Centro de Pesquisa e Desenvolvimento da Telebrás como engenheiro elétrico, de 1983 a 1984, e se juntou à CEMIG como analista de suporte no grupo de software e suporte em 1984. Exerceu as seguintes funções na CEMIG: líder de grupo na divisão de suporte ao usuário em TI, co-superintendente de telecomunicações e TI, superintendente de material, logística e serviços, assessor da presidência da Gasmig, e membro suplente do Conselho de Administração da CEMIG. Outros cargos ocupados por ele no grupo CEMIG incluem: diretor da Horizontes Energia S.A., membro do conselho de administração da Central Termelétrica de Cogeração S.A., e membro suplente do conselho de administração do CGET (Centro de Gestão Estratégico de Tecnologia) e da Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A.. Também foi diretor administrativo do Clube de Investimento dos Empregados da CEMIG (CLIC) de 1999 a 2003, diretor de ação social da Associação de Usuários de Telecomunicações e Informação da Tecnologia de Minas Gerais (SUCESU-MG) de 2000 a 2002, e presidente da Associação Intergerencial da CEMIG (AIC) de 2005 a 2007.

Fernando Henrique Schüffner Neto – O Sr. Schüffner formou-se em engenharia elétrica na Universidade PUC de Minas Gerais em 1982, possui mestrado na Unicamp em 1984 e um MBA do Ibmec em 2000. Após trabalhar em pesquisa acadêmica universitária, ele se juntou à CEMIG em 1985, trabalhando como um gestor e administrador regional antes de tornar –se, sucessivamente, Gerente Geral de Planejamento e Coordenação, de Distribuição, de Expansão da Distribuição, e de Expansão de Mercado de Distribuição. Depois se tornou Gerente Geral de Coordenação Executiva do Programa Luz para Todos, programa da CEMIG. Foi conferencista em diversos seminários em universidades e publicou diversos artigos científicos entre 1983 e 2005, desde um trabalho em Topologias de Circuitos de Comutação em 1983 até a co-autoria de "*Fuzzy Preference Relations and Multiobjective Decision Making*", apresentado no *Fourth IEEE International Workshop on Soft Computing as Transdisciplinary Science and Technology*, em Muroran, Japão, em maio de 2005. Seus trabalhos apresentados em congressos internacionais incluem três trabalhos sobre controle de indução de motores. Os cursos que fez incluem o curso de gestão Amana Key APG em São Paulo, em 2004. Foi eleito Diretor de Geração e Transmissão de Energia Elétrica da CEMIG em janeiro de 2007 e, em 18 de agosto de 2008, foi eleito Diretor de Distribuição e Comercialização.

Luiz Fernando Rolla – O Sr. Rolla juntou-se à CEMIG em 1974. O Sr. Rolla formou-se em engenharia elétrica na Universidade Federal de Minas Gerais e, 1974 e concluiu diversos cursos de especialização. Ele se tornou Gerente de Relações com Investidores em 1986 e foi nomeado Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores em janeiro de 2007. Como Gerente de Relações com Investidores, o Sr. Rolla foi responsável pela formulação e implementação da estratégia de relações com investidores da CEMIG iniciada em 1986 – incluindo a estruturação dos programas de ADR nível I e II, em 1993 e 2001, operações de vendas de ações, prospectos, apresentações aos investidores, roadshows, registros no CVM, questões detalhadas de governança corporativa, reuniões de acionistas, serviços aos acionistas, o Relatório Anual, nosso website, *releases* de resultados e *conference calls* de resultados, reuniões de análise de mercado, e apresentações em muitas das mais importantes conferências sobre mercados emergentes nos últimos 15 anos. Em seus 33 anos com a Companhia, ele ainda esteve envolvido com outras responsabilidades incluindo a coordenação do planejamento de longo prazo, estruturação do controle amplo do orçamento e análise de custos, operações de *project finance*, e negociações de importantes contratos de rolamento de dívidas e de resultado. O reconhecimento da vasta experiência do Sr. Rolla e atual status de destaque nas relações com investidores no Brasil incluem "Melhor profissional de RI" em 1999 e 2005 da Ipmec; "*Best Brazilian IRO*" pela *IR Magazine*, em 2006; Menção honrosa no "*Best Latin American IRO*" na *IR Magazine*, em 2004, nomeando a CEMIG como a "Melhor Companhia Aberta" pela Apimec em 2006; reconhecimento da Abrasca pelo "Melhor Relatório Anual" em 2005; e "Melhor Apresentação de 2006" pelas organizações da Apimec tanto de São Paulo quanto do Rio Grande do Sul.

Marco Antônio Rodrigues da Cunha – O Sr. Rodrigues da Cunha formou-se em engenharia civil na Universidade Federal de Minas Gerais em 1978, com especialização posterior em estruturas e transporte, e em avaliação, contabilidade e economia técnicas. Ganhou subseqüentemente numerosas qualificações em gestão de qualidade, finanças, contabilidade e assuntos correlatos. Entre as atividades de conferencista em universidades, vem dando um curso de Criação de Companhias e Negócios, na Universidade Una, desde 2001. Ingressou no BDMG

(Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais) em 1978, trabalhando com taxação de projetos públicos, incluindo grandes projetos de desenvolvimento em infraestrutura. Exerceu o cargo de Presidente da Associação dos Empregados em 1998 a 1990, e Gestor da Divisão Financeira de 1988 a 1991. De 1988 a 1990 foi também Presidente da Associação Nacional das Associações Representativas dos Funcionários de Bancos. De 1991 a 1995 foi Presidente da Companhia de Armazéns e Silos do Estado de Minas Gerais, a companhia do setor público coordenadora das estruturas de infraestrutura agrícola, e de 1995 a 1999 foi Presidente da INDI – Instituto de Desenvolvimento de Minas Gerais – que fornece suporte para vários importantes projetos de desenvolvimento industrial no Estado de Minas Gerais. Durante esse tempo, ele negociou missões internacionais para a Espanha, França, Bélgica, Holanda, Canadá, Argentina, Coréia, Japão e aos Estados Unidos para promover cooperação com a indústria de Minas Gerais. Retornou ao BDMG em 1999 para lidar com o planejamento de desenvolvimento, coordenando a o orçamento estadual de desenvolvimento econômico e social, e outros importantes estudos estratégicos. Foi nomeado Diretor Chefe de Gestão Corporativa da CEMIG em janeiro de 2007.

Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga – O Sr. Alvarenga graduou-se em engenharia elétrica na Universidade Federal de Minas Gerais em 1978, e concluiu MBA na Fundação Getúlio Vargas em 2001. Ele se juntou à CEMIG em 1980, e trabalhou em vendas operacionais e pré-operacionais, vendas a consumidores de transmissão, e vendas operacionais a grandes clientes, antes de se tornar nosso Superintendente de Vendas para Grandes Clientes de 1998 a 2001, e para clientes corporativos de 2001 a 2005. De março de 2006 a abril de 2007, ele foi nosso Superintendente de Compra e Venda de Energia no Atacado, e em abril de 2007 ele foi eleito nosso Diretor Comercial. O Sr. Alvarenga esteve envolvido em diversos projetos estratégicos na CEMIG, incluindo o sistema pioneiro para tarifas diferenciadas baseado na estação climática e na hora do dia, de 1980 a 1982. As renegociações dívidas conduzidas por ele em 1998 com clientes industriais resultaram em níveis de inadimplência próximos a zero, melhorando a posição financeira da CEMIG e resultando na aquisição de diversas pequenas centrais hidrelétricas e uma usina termelétrica.

Remuneração de Conselheiros e Diretores

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008, o valor total da remuneração, inclusive pensão e demais benefícios de aposentadoria, por nós paga a todos os conselheiros e diretores totalizou aproximadamente R$6,5 milhões.

Conselho Fiscal

Nosso Conselho Fiscal deve se reunir uma vez a cada três meses, mas na prática ele vem se reunindo uma vez por mês. Nosso Conselho Fiscal é composto de três a cinco membros e os correspondentes suplentes eleitos pelos acionistas na assembleia geral ordinária para mandato de um ano. Um dos membros e o respectivo suplente são eleitos pelos detentores das ações preferenciais. Um outro membro e respectivo suplente são eleitos pelos detentores das ações ordinárias que representem, isoladamente ou em conjunto, no mínimo 10% do capital social. A principal responsabilidade do Conselho Fiscal, que é independente da administração e dos auditores independentes nomeados pelo Conselho de Administração, é revisar nossas demonstrações financeiras relatá-las aos nossos acionistas. O Conselho Fiscal também é encarregado de dar elaboração pareceres sobre quaisquer propostas de nossa administração a serem apresentadas em assembleia geral relativas a (i) alterações no capital social, (ii) emissão de debêntures ou bônus de subscrição, (iii) planos de investimento e orçamentos de gastos de capital, (iv) distribuições de dividendos, (v) transformação e (vi) reorganizações societárias tais como incorporações, fusões e cisões. O Conselho Fiscal também examina as atividades de administração, informando-as aos acionistas.

Os atuais membros do Conselho Fiscal e seus suplentes, cujos mandatos expiram em 30 de abril de 2010, são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Luiz Guarita Neto	Membro	27 de fevereiro de 2003
Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond	Membro	27 de abril de 1999
Luiz Otávio Nunes West (1)	Membro	27 de abril de 1999
Thales de Souza Ramos Filho	Membro	27 de fevereiro de 2003
Vicente de Paulo Barros Pegoraro (2)	Membro	29 de abril de 2009
Ari Barcelos da Silva	Suplente	29 de abril de 2005
Marcus Eolo de Lamounier Bicalho	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Leonardo Guimarães Pinto (1)	Suplente	26 de abril de 2007

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Aliomar Silva Lima...	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Newton de Moura (2)..	Suplente	29 de abril de 2009

(1) Eleito pela Southern.
(2) Eleito pelos detentores de ações preferenciais.

Conselho de Consumidores

Instituímos um Conselho de Consumidores em conformidade com a lei brasileira, que é composto por representantes de grupos de consumidores e organizações representativas de interesses coletivos, mas não por membros de nosso Conselho de Administração. O Conselho de Consumidores assessora nossa empresa no tocante a questões sobre serviços e demais questões do interesse de nossos clientes.

Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como nosso comitê de auditoria para os fins da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002. Segundo a Seção 10A-3 das normas da SEC sobre Comitês de Auditoria de companhias listadas, emitentes não norte-americanos têm permissão para não ter um Comitê de Auditoria separado formado de membros independentes se houver um Conselho Fiscal estabelecido e escolhido de acordo com as normas legais de seu país de origem, expressamente requerendo ou permitindo que tal conselho siga certas obrigações. Também segundo esta exceção, um Conselho Fiscal pode exercer as obrigações e responsabilidades de um Comitê de Auditoria dos Estados Unidos, até o limite permitido pela legislação brasileira. Os especialistas financeiros de nosso Conselho Fiscal são Luiz Otávio Nunes West e Ari Barcelos da Silva.

Empregados

Em 31 de dezembro de 2008, tínhamos 10.422 empregados, dos quais 265 estavam no nível gerencial, e tínhamos média de 353 empregados temporários. Em 31 de dezembro de 2007, tínhamos 10.818 empregados, dos quais 236 estavam no nível gerencial, e tínhamos média de 225 empregados temporários. Em 31 de dezembro de 2006, tínhamos 10.658 empregados, dos quais 180 estavam no nível gerencial, e tínhamos média de 111 empregados temporários. A tabela a seguir apresenta nossos empregados por categorias, nas mencionadas datas:

	Número de empregados em		
	31 de dezembro de 2007	31 de dezembro de 2007	31 de dezembro de 2006
Gerentes	265	236	180
Profissionais	1.398	1.427	1.451
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	8.759	9.155	9.027
Total	10.422	10.818	10.658

Em 2008, 6 empregados foram contratados e 402 empregados deixaram a companhia.

Sindicatos

Uma vez por ano, realizamos reuniões para negociação coletiva com os sindicatos que representam nossos empregados. O contrato resultante permanece em vigor pelo período subseqüente de 12 meses, com início em 1º de novembro. Aproximadamente 13 anos atrás, a CEMIG deixou de seguir a prática de mercado anteriormente adotada no Brasil de reajuste automático de salários com base na inflação.

Em dezembro de 2008, após ampla discussão de todos os termos e condições com os sindicatos que representam nossos empregados, concluímos o acordo coletivo anual de salários para o período compreendido entre 1º de novembro de 2008 e 31 de outubro de 2009. O acordo coletivo resultante estabeleceu um aumento de 7,26% para todos os salários, efetivo em 1º de novembro de 2007. O acordo coletivo também estabeleceu uma distribuição extraordinária de valores nos termos do programa de participação nos lucros no montante de 4,67 vezes o valor da remuneração mensal de cada empregado que foi paga em dezembro de 2008.

Em dezembro de 2007, concluímos o acordo coletivo anual de salários para o período compreendido entre 1º de novembro de 2007 e 31 de outubro de 2008, após ampla discussão de todos os termos e condições com os sindicatos que representam nossos empregados. O acordo coletivo resultante estabeleceu um aumento de 5,0% para

todos os salários, efetivo em 1º de novembro de 2007. O acordo coletivo também estabeleceu uma distribuição extraordinária de valores nos termos do programa de participação nos lucros no montante de 6,4 vezes o valor da remuneração mensal de cada empregado, mais um valor individual de R$1.000, que foi paga em dezembro de 2007.

No acordo coletivo para 2007 e 2008, foi estabelecido que os empregados contratados após 1º de novembro de 2007 não teriam direito a receber o bônus especial "Maria Rosa" de 16,67% adicionalmente a seus salários base.

No primeiro semestre de 2007, assinamos dois acordos coletivos que negociavam exclusivamente questões relativas ao sindicato, um permitindo o acesso às nossas instalações e o outro permitindo a realização das reuniões do setor nas nossas instalações.

Não passamos por nenhuma greve trabalhista relevante nos últimos seis anos. Em 20 de novembro de 2008, 10% dos empregados participaram de uma interrupção trabalhista durante as negociações trabalhistas coletivas para 2008/2009. Em 2007, quatro interrupções trabalhistas ocorreram durante as negociações trabalhistas coletivas para 2007/2008: por oito horas em 24 de outubro de 2007; por oito horas em 31 de outubro de 2007; por oito horas em 1º de novembro de 2007; e por oito horas em 28 de novembro de 2007. Poucos empregados participaram destas interrupções trabalhistas e estas interrupções não tiveram nenhum efeito negativo sobre nós. Não podemos prever quais efeitos, se houver algum, que conflitos futuros sobre leis trabalhistas poderão ter em nossos resultados operacionais ou nossa condição financeira.

Remuneração

Em 2003, o Plano de Carreiras e Remuneração foi aprovado. O objetivo deste plano é proporcionar a nossa empresa os instrumentos de remuneração necessários para manter uma estrutura de pagamento eqüitativa e competitiva e estabelecer critérios para promoções. O plano foi implementado em janeiro de 2004 para pessoal com formação profissional, e, em março de 2004, para os empregados da área administrativa e operacional. Um comitê interno, com representantes tanto da CEMIG como dos sindicatos, foi criado em atenção ao plano.

Sob um programa referido como o "Anuênio", a CEMIG fornece a seus empregados contratados em ou antes de 31 de outubro de 2005 um aumento anual de 1% no salário base mensal para cada ano de emprego junto à CEMIG, até um limite de 35 anos. Baseado em um acordo com nossos sindicatos laborais, em 27 de abril de 2006, a CEMIG ofereceu a cada um de seus empregados contratados em ou antes de 31 de outubro de 2005 um pagamento adiantado em troca da desistência pelos empregados de seus direitos ao Anuênio. Sob os termos desta oferta, a CEMIG paga os empregados um montante igual a (i) uma estimativa dos montantes futuros a serem pagos pelos empregados sob o Anuênio, porém baseado em um número de anos remanescentes para o empregado completar suas contribuições ao Instituto Nacional do Seguro Social, ou INSS, ao invés dos anos remanescentes para alcançar até o limite de 35 anos sob o Anuênio, (ii) multiplicado por uma taxa de 12% de desconto e (iii) reduzida pela aplicação de um fator variável de redução estipulado pela Companhia para cada empregado individualmente. O montante total pago a nossos empregados como resultado desta oferta foi de aproximadamente R$ 178 milhões.

Nos últimos três anos, negociamos mudanças nas nossas políticas salariais com os nossos sindicatos com o objetivo de integrar os processos de administração de recursos humanos à nossa estratégia de negócios:

- O acordo coletivo trabalhista de 2005/2006 estabeleceu o plano de indenização para substituir direitos futuros relativos ao Anuênio, aceito por 87% dos nossos empregados; e estabeleceu que os empregados admitidos em ou após 1º de novembro de 2005 não mais terão direito ao Anuênio.

- Em 2007, o acordo coletivo trabalhista com os nossos sindicatos estabeleceu que os empregados admitidos em ou após 1º de novembro de 2007 não mais terão direito ao bônus extraordinário no percentual de 16.67% anteriormente aplicado sobre o salário-base.

- O acordo coletivo celebrado em 2008 aumentou a flexibilidade da cláusula que anteriormente garantia um número mínimo de 10.000 empregados, permitindo agora que esse número seja de 9.000. Também permitiu que a Companhia empregue menos de a 9.000 pessoas, desde que essa redução decorra de: adesão, pelos empregados, ao Programa de Demissão Voluntária ou de Aposentadoria Voluntária, demissões por justa causa (rescisão do contrato de trabalho) , rescisões dos contratos de trabalho por iniciativa do empregado ou sob comum acordo, e aposentadoria.

Programa de Participação nos Lucros

Em 1995, estabelecemos um programa de participação nos lucros dos empregados em conformidade com a legislação trabalhista brasileira aplicável. Segundo o programa, em um único exercício não podemos contribuir a nosso plano de participação nos lucros valor superior a 25% da totalidade dos dividendos propostos do exercício em questão. Em 2008, o pagamento da participação dos empregados nos lucros, incluindo cobranças obrigatórias e pagamentos baseados na folha de pagamento, totalizou R$362 milhões, e foi efetivado em dezembro. Em 2007, o pagamento da participação dos empregados nos lucros, incluindo cobranças obrigatórias e pagamentos baseados na folha de pagamento, totalizou R$455 milhões.

Benefícios

Em 1º de janeiro de 2003, implementamos mudanças aos nossos planos existentes de assistência médica aos empregados. As mudanças são resultado de acordo que celebramos com os sindicatos de nossos empregados, os quais são, em sua maioria, representados pelo Sindieletro. As mudanças modificaram contribuições pelas quais são responsáveis nossa empresa, os empregados e empregados aposentados, e a natureza dos benefícios cobertos por cada plano. Em 31 de dezembro de 2008, um total de R$125 milhões foi pago em benefícios para empregados, consistindo de contribuições ao plano de pensão e benefícios assistenciais.

Programa de Aposentadoria Voluntária

Em março de 2008, a CEMIG implementou um Programa de Aposentadoria Voluntária, o qual define as normas e condições aplicáveis às rescisões voluntárias dos contratos de trabalho pelos empregados, bem como determina os critérios aplicáveis a situações específicas de empregados que atendem a determinadas exigências para aposentadoria. Os empregados que optam pelo Programa de Demissão Voluntária recebem um pagamento equivalente a três vezes o salário mensal e devem deixar a Companhia no máximo em 90 dias depois de terem optado pelo programa. Em 2008, 486 empregados aderiram aos termos de nosso Programa de Demissão Voluntária.

Programa de Demissão Voluntária

Em abril de 2009, a CEMIG implementou um Programa de Demissão Voluntária, com início em abril de 2009 e fim em junho de 2009, o qual estabelece regras e condições aplicáveis para rescisões livre e voluntárias de contratos de trabalho por parte dos empregados, e também estabelece critérios aplicáveis para empregados que atendem a determinados requisitos. Empregados que optem pelo Programa B, conforme estabelecido no Programa de demissão Voluntária, recebem um pagamento equivalente a quatro vezes seu salário mensal quando da rescisão do contrato de trabalho. A Companhia deverá definir tal rescisão até janeiro de 2011.

Programa de Participação nos Lucros, Resultados e Produtividade

A CEMIG autorizou a distribuição equivalente a 3% dos resultados operacionais consolidados no exercício findo em 31 de dezembro de 2008, nos termos do Programa de Participação nos Lucros, Resultados e Produtividade, pago em março de 2009.

Saúde e Segurança

Com o estabelecimento de nosso Sistema de Gestão de Saúde e Segurança em 2006, nossos padrões para classificar acidentes de trabalho tornaram-se mais rigoroso. Isso resultou num maior número de acidentes sendo registrados, mas geralmente de uma natureza menos séria do que acidentes em anos anteriores. Este aumento na segurança reflete o aumento nas medidas de segurança tomadas pela Companhia, e também melhor gerência por contratantes. Em 2008, o número de acidentes de trabalho, inclusive aqueles de empregados dos nossos contratantes, causou 11,6% menos ausências e foram 54,89% menos severas, ambos comparados com 2007.

Adotamos diversas ações nos últimos dois anos para garantir a segurança, a saúde e o bem-estar dos nossos próprios empregados e dos empregados das contratantes. Essas ações incluíam: a criação do Portal de Serviço Especializado em Engenharia de Segurança e Medicina do Trabalho (SESMT) na intranet para a disseminação de informações e orientações relativas à prevenção de acidentes; e o “Momento de Segurança”, no qual todos os empregados são convidados, na primeira segunda-feira de cada mês, de modo a ter efeitos sobre a Segurança, a Saúde e o Bem-Estar.

Ações Detidas

Nenhum de nossos conselheiros e diretores é titular de mais de 0,001% de nossas ações preferenciais e mais de 0,003% de nossas ações ordinárias.

Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas

Principais Acionistas

Em 31 de dezembro de 2008, o Governo Estadual era titular de 110.569.812 ações ordinárias ou 50,97% de nossas ações com direito de voto e 4.974.466 ações preferenciais, ou aproximadamente 1,78% dessas ações. Na mesma data, a Southern, nosso segundo maior acionista, era titular de 71.506.613 ações ordinárias ou, aproximadamente, 32,96% dessas ações. A Southern é uma *joint-venture* constituída em 1994. Acreditamos que a principal sócia da Southern é a Cayman Energy Traders, uma subsidiária da Mirant Corporation (atual denominação da Southern Energy Inc.), uma grande empresa de energia com sede nos Estados Unidos. Acreditamos que outro importante membro da Southern é, em 31 de dezembro de 2008, a AES Corporation, uma companhia de energia global com sede em Arlington, Virgínia, que se dedica às atividades de geração de energia, transmissão e fornecimento ao varejo. Acreditamos que o Fundo Opportunity, um fundo brasileiro de investimento, detém uma participação minoritária na Southern por meio da 524 Participações S.A.. Nossos principais acionistas não detêm direitos de voto diferentes no tocante às ações por eles detidas.

Constam do quadro abaixo certas informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e ações preferenciais em 31 de dezembro de 2008.

Acionista	Ações Ordinárias	% da Classe	Ações Preferenciais	% da Classe
Governo Estadual (1)...........................	110.569.812	50,97%	4.974.466	1,78%
Southern...	71.506.613	32,96%	-	-
Todos os conselheiros e diretores em grupo	6.333	-	809	-
Outros	34.840.636	16,06%	274.191.265	98,14%
Total das ações	216.923.394	100%	279.166.540	99,92%
Ações em tesouraria.............................		-	211.579	0,08%
Total de ações emitidas........................	216.923.394	100%	279.378.119	100%

(1) As ações atribuídas nesta rubrica ao Governo Estadual incluem ações detidas pela MGI e outras agências do Governo Estadual e companhias controladas pelo estado.

Desde a constituição de nossa empresa, nossas operações foram influenciadas pelo fato de sermos controlados pelo Governo Estadual. Nossas operações tiveram e continuarão tendo importante impacto no desenvolvimento do comércio e indústria de Minas Gerais e nas condições sociais do estado. O Governo Estadual, ocasionalmente no passado, orientou nossa empresa a dedicar-se a certas atividades e efetuar certos dispêndios destinados, precipuamente, a promover os objetivos sociais, políticos ou econômicos do Governo Estadual e não necessariamente destinados a geração de lucros de nossa empresa, podendo ele assim orientar nossa empresa no futuro. Vide “Item 3. Informações Chave — Fatores de Risco — Riscos Relativos à CEMIG — Nossa empresa é controlada pelo Governo do Estado.”

Em 31 de dezembro de 2008, tínhamos 41 acionistas registrados nos Estados Unidos, detentores do total de 6.695.217 ações ordinárias. Tínhamos também 213 acionistas preferenciais registrados nos Estados Unidos, detentores do total de 133.574.259 ações preferenciais. Esses dados não incluem as 82.631.960 ações preferenciais e as 16.205 ações ordinárias convertidas em ADRs.

Desconhecemos quaisquer alterações significativas na porcentagem da participação acionária de nossos acionistas detentores de 5% ou mais de nossas ações com direito de voto em circulação durante os últimos três anos.

Baseado em arquivos disponíveis ao público com a SEC, nós estamos cientes das seguintes modificações em nossas ações preferenciais em circulação. Em 8 de fevereiro de 2008, a *Capital Research and Management Company* detinha 13.644.250 ações preferenciais da CEMIG, correspondentes a 4,98% das nossas ações preferenciais e, em função das transações de compra, realizadas em 8 de fevereiro de 2008, detém um total de 13.990.050 ações preferenciais da CEMIG, representando 5,11% do total de ações preferenciais da Companhia. Nós

não ficamos cientes de nenhuma modificação nas participações acionárias de nossos acionistas majoritários em 2006 ou 2007. Embora nosso estatuto social não ofereça restrições referentes a uma mudança em nosso controle, para que tal mudança ocorra é exigida uma lei estadual autorizando a alteração do controle. Por sermos uma companhia controlada pelo estado, a venda de mais de 50% do capital com direito a voto da CEMIG pelo Governo Estadual exige a aprovação de legislação de autorização específica pelo poder legislativo de Minas Gerais.

Transações com Partes Relacionadas

Nossa empresa é parte das seguintes transações com partes relacionadas:

- Nosso contrato com o Governo Estadual atinente à Conta CRC e receita financeira correlata e provisão de perdas e pagamentos adiantados de ICMS, despesas, ativos e passivos;

- Nosso contrato com a Forluz, entidade responsável pela administração do fundo de pensão de empregados de nossa empresa relativo ao fundo e saldos correlatos; e

- Nosso contrato com a COPASA, empresa estatal de Minas Gerais, referente a contas a receber de vendas de energia.

Para uma explanação mais pormenorizada dessas e outras negociações de partes relacionadas, vide as Notas 3, 7, 8, 13, 14, 16, 19 e 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Item 8. Informações Financeiras

Demonstrações Financeiras Consolidadas e Demais Informações Financeiras

Favor consultar nossas demonstrações financeiras que constam do início da página F-1 deste documento bem como o "Item 3. Informações Chave — Dados Financeiros Consolidados Selecionados."

Processos Judiciais

A Companhia, suas subsidiárias e companhias controladas conjuntamente são partes em processos administrativos e judiciais envolvendo questões tributárias, regulatórias, administrativas, ambientais e relativas a terceiros em relação aos seus negócios. Há também um processo jurídico no qual é discutida a validade do contrato assinado em 1997 entre nossos principais acionistas.

As provisões para contingências nestes processos são reconhecidas de acordo com os critérios contidos no Manual de Contabilidade de Serviço Público de Energia Elétrica, sendo os montantes provisionados em contingências quando uma perda for "provável". Os parágrafos seguintes resumem os processos mais relevantes dos quais somos parte.

Para maiores informações em relação a tais contingências, vide Notas 17 e 27 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Acordo de Acionistas

No que tange à venda ocorrida em 1997 de aproximadamente 33% de nossas ações à Southern, a Southern e o Governo Estadual celebraram acordo de acionistas que continha disposições sobre quorum qualificado e veto conferindo à Southern controle mais amplo sobre certas deliberações. Em 1999, após uma nova administração do Governo Estadual tomar posse, o Governo Estadual ajuizou ação visando anular o acordo de acionistas sob o fundamento de que essas disposições especiais constituíam transferência ilícita do controle de nossa empresa à Southern à luz dos princípios da Constituição Federal Brasileira e a lei constitucional do Estado de Minas Gerais e pleiteando, sobretudo, que o Governo Estadual somente poderia ceder o controle de nossa empresa se assim disposto por legislação estadual específica.

Em 21 de março de 2000, a Primeira Vara da Fazenda Pública e Autarquias em Belo Horizonte proferiu sentença declarando o acordo de acionistas nulo de pleno direito e essa decisão foi ratificada em 7 de agosto de 2001 pelo Tribunal de Justiça do Estado de Minas Gerais. Atualmente, o Governo Estadual retomou sua posição de único acionista controlador e nenhuma das disposições sobre quorum qualificado ou veto encontram-se em vigor. Foi

apresentado recurso ao Superior Tribunal de Justiça, o qual acatou a decisão do Tribunal de Justiça em dezembro de 2003. A decisão do Superior Tribunal de Justiça está sujeita a recurso e, portanto, a eficácia do acordo de acionistas e o controle da CEMIG permanecem sujeitos a contestação no Supremo Tribunal Federal.

Aumentos de Tarifas

Nossa empresa é ré em diversos processos movidos por consumidores industriais que alegam que os aumentos nas tarifas de energia elétrica, determinados pelo DNAEE, antecessor da ANEEL, durante congelamento de preços imposto pelo Governo Federal de março a novembro de 1986, denominado Plano Cruzado, foram ilegais. Alguns dos autores alegam ainda que todas as nossas tarifas posteriores ao período do Plano Cruzado foram ilegais, em parte, porque incluíram os aumentos do período do Plano Cruzado nos valores que serviram de base de cálculo aos aumentos subseqüentes. Alguns desses pleitos foram decididos em primeira instância em nosso favor, ao passo que alguns foram decididos em favor de nossos consumidores. Todos os processos que foram decididos em primeira instância foram objeto de recurso perante o Superior Tribunal de Justiça, que decidiu, na maioria dos casos, que os autores tinham direito somente ao reembolso de aumentos de tarifas introduzidos durante o Plano Cruzado. Estamos contestando de maneira ativa todos os pleitos referentes a aumento de tarifas. Em 31 de dezembro de 2008, o valor agregado de pleitos referentes a aumento de tarifas opostos contra nossa empresa totalizava R$135 milhões, para o qual provisionamos R$78 milhões.

Nossa empresa também é ré em processos e ações coletivas instauradas por clientes, grupos de defesa dos direitos dos consumidores e pelo Ministério Público de Minas Gerais contestando as tarifas por nós cobradas de nossos clientes, a aplicação dos aumentos de tarifas determinados pela ANEEL, o índice inflacionário utilizado no aumento de nossas tarifas e os subsídios tarifários concedidos a clientes de baixa renda. Esses processos envolvem pedidos de suspensão dos aumentos de tarifa e de reembolso aos nossos clientes referente ao dobro do valor de quaisquer tarifas adicionais cobradas por nossa empresa. Todos os nossos aumentos de tarifa são concedidos com base na prévia autorização da ANEEL e acreditamos ter defesa em cada um desses processos. Não é possível no presente estimar os valores envolvidos nessas reclamações. Não temos passivo provisionado com relação a essas reclamações.

A Cemig Distribuição é parte, juntamente com a ANEEL, em uma ação civil pública ajuizada pelo Ministério Público Federal objetivando evitar a exclusão de consumidores do enquadramento da subclasse Tarifa Residencial de Baixa Renda e, ainda, requerendo a condenação da Cemig Distribuição no pagamento em dobro da quantia paga em excesso pelos consumidores de baixa renda. A decisão de primeira instância foi favorável ao Ministério Público Federal, e a Cemig Distribuição e a ANEEL protocolaram recurso de apelação perante o Tribunal Regional Federal. A decisão da corte de apelação neste processo está pendente desde março de 2008. A Cemig Distribuição avalia sua possibilidade de perda como "possível" e estima o valor em relação a esta disputa como sendo de, aproximadamente, R$83,6 milhões, em 31 de dezembro de 2008.

Impostos e Demais Contribuições

A CEMIG e suas subsidiárias são parte em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos dentre os quais estas discutem a imposição do Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços, ou ICMS, Imposto Sobre a Propriedade Territorial Rural, ou ITR, Programa de Integração Social, ou PIS, Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público, ou PASEP, e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social, ou COFINS (os quais são contribuições sociais impostas sobre o faturamento bruto), Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido, ou CSLL, e Imposto de Renda da Pessoa Jurídica, ou IRPJ, dentre outros.

Desde 2002, recebemos subsídio da Eletrobrás para nos reembolsar das perdas incorridas com o desconto que devemos fornecer a consumidores de baixa renda nos termos da Lei Federal nº 10.604/02. Em 2005, o Estado de Minas Gerais publicou o Decreto 43.999/05 cobrando ICMS sobre esse subsídio. Acreditamos que este subsídio não é tributável e, por esta razão, não estamos recolhendo o ICMS relativo a este subsídio. No entanto, o Estado de Minas Gerais instaurou uma ação judicial contra nossa Companhia com relação a esta questão, requerendo o recolhimento do ICMS. Em julho de 2008, recebemos uma decisão desfavorável em primeira instância. Apelamos para a segunda instância e estamos atualmente aguardando uma decisão. Estimamos o valor envolvido nesta disputa como sendo de, aproximadamente, R$130,6 milhões, em 31 de dezembro de 2008. Nenhuma provisão foi registrada a respeito desta disputa, já que a CEMIG avalia que a possibilidade de um resultado adverso nesta questão é "possível".

Em 2006, fizemos um pagamento adiantado a certos empregados nossos em troca dos direitos de tais empregados a futuros pagamentos, denominados como "Anuênio". Não pagamos imposto de renda em relação a esses pagamentos, já que nossa opinião é que tal tributo não se aplica a estes pagamentos. Como resultado, recebemos notificações de infração da Receita Federal. Para evitar o risco de multas, entramos com um mandado de segurança, e obtivemos decisão desfavorável na primeira instância. Protocolamos apelação em fevereiro de 2007, e fizemos um depósito relativo ao montante total envolvido, mas estamos aguardando a decisão relativa à apelação. Estimamos que o valor envolvido nesses processos seja de, aproximadamente, R$86,0 milhões, em 31 de dezembro de 2008. A Companhia avalia que a possibilidade de um resultado adverso nesta questão é "possível".

Fomos notificados pelo INSS em 2006 devido ao não-pagamento da contribuição à segurança social nos valores pagos a nossos empregados como divisão de lucros no período entre os anos 2000 e 2004. Em 2007, entramos com mandado de segurança buscando obter decisão judicial declarando que tais pagamentos não estavam sujeitos ao pagamento da contribuição à segurança social. O valor total envolvido neste processo é de, aproximadamente, R$112,2 milhões, em 31 de dezembro de 2008. Não obstante o processo judicial, a Companhia apelou da decisão em um procedimento administrativo. Nenhuma provisão foi registrada já que a CEMIG acredita que a possibilidade de um resultado adverso nesta ação é "possível".

Em 2007, a Gasmig, uma subsidiária da CEMIG, na qual esta detém uma participação de 55%, recebeu autuação da Receita Federal em relação ao pagamento das contribuições de PIS e COFINS supostamente impostas sobre a venda de gás natural para a produção de eletricidade sob o programa Termoeletricidade PPT. As autoridades fiscais alegaram que a Gasmig não interpretou corretamente a Lei nº 10.312/01, a qual determina uma alíquota de 0% sobre tais transações, mas, alegadamente, sujeita a outras regulamentações do Ministério da Fazenda e Ministério de Minas e Energia. O valor envolvido em tal ação monta a, aproximadamente, R$50,1 milhões, em 31 de dezembro de 2008. Estimamos que a chance de perda em relação a tal processo seja "possível". No entanto, uma eventual decisão desfavorável não irá afetar diretamente os resultados da CEMIG, uma vez que somente os resultados da Gasmig serão afetados e, dessa forma, a capacidade de distribuição de dividendos.

Obrigações Trabalhistas

A CEMIG é ré em diversas ações movidas por nossos empregados e terceiros (empregados terceirizados). Essas ações são relativas a, de modo geral, horas extras e adicional de periculosidade. Além dessas ações, há outras ações relativas a terceirização de mão-de-obra, complementação e recálculo de pensões de aposentadoria pela Forluz e ajustes salariais.

De acordo com as leis do trabalho brasileiras, os reclamantes devem ajuizar ações para serviços não pagos no prazo de dois anos contados da prestação dos serviços (limitado a direitos surgidos a não mais que cinco anos antes do término). Em 31 de dezembro de 2008, o montante em disputa envolvido nas ações supramencionadas era de, aproximadamente, R$194 milhões e provisionamos R$82 milhões para o pagamento destes litígios trabalhistas.

Em junho de 2007, a CEMIG recebeu decisão desfavorável em uma ação civil pública movida pelo Ministério Público do Trabalho no início de 2003, com o objetivo de evitar que a Companhia utilizasse a terceirização em suas atividades-fim. Na decisão, foi concedido um período de nove meses a contar da decisão para que a CEMIG se abstivesse de contratar empregados mediante a utilização de companhias terceirizadas como intermediárias. Em março de 2008, o Tribunal Superior do Trabalho concedeu uma decisão liminar suspendendo os efeitos da decisão anterior e seus respectivos efeitos até que ela chegue a uma decisão final. O valor envolvido na questão é de, aproximadamente, R$37 milhões, em 31 de dezembro de 2008, e a possibilidade de perda foi avaliada como "possível".

Processos no Curso Normal dos Negócios

Nossa empresa é parte em diversos processos cíveis, principalmente como ré em processos relativos a (i) pessoas que requerem indenização devido a acidentes que ocorreram durante o curso normal dos negócios da CEMIG; (ii) demandas de consumidores; e (iii) obrigações contratuais e outras obrigações comerciais. Em 31 de dezembro de 2008, o montante total envolvido nestas demandas, nas quais a chance de perda é considerada "provável é de, aproximadamente, R$193,7 milhões, e o montante total envolvido nas demandas nas quais a chance de perda é considerada "possível" é de, aproximadamente, R$410,3 milhões.

Ações Judiciais Relativas a Questões Ambientais.

Somos parte em diversos processos e ações envolvendo assuntos ambientais. Esses processos e ações incluem disputas judiciais e administrativas relacionadas a certos assuntos ambientais, áreas protegidas e indígenas, licenças ambientais e recuperação de danos ambientais. Em dezembro de 2008, o montante envolvido nestas demandas totalizava, aproximadamente, R$1.105,4 milhões. Deste montante total, R$6,6 milhões estão relacionados a processos para os quais a chance de perda é avaliada como "provável", R$1.018,5 milhões estão relacionados a processos para os quais a chance de perda é avaliada como "possível", e R$80,2 milhões são relativos a processos para os quais a chance de perda é avaliada como "remota". Em 31 de dezembro de 2008, provisionamos R$6,6 milhões para o pagamento das contingências cuja perda é avaliada como "provável".

Não obstante, devido ao fato de a CEMIG e suas subsidiárias serem rés em diversas ações do tipo pública ou popular, os valores envolvidos em tais processos não podem ser apurados com precisão, devido ao fato de que a maioria destas ações requer indenização, recuperação e medidas compensatórias que serão definidas durante o processo. Adicionalmente, ações do tipo públicas ou populares podem afetar outros que não as partes diretamente envolvidas, e estes terceiros poderão ser favorecidos em outras ações conforme determinado pelos respectivos juízes ou tribunais. Desta maneira, os valores acima podem não necessariamente corresponder aos valores precisos a serem gastos pela CEMIG em processos judiciais envolvendo questões ambientais.

Finalmente, somos réus em uma ação civil pública movida em 5 de fevereiro de 2007, pela Associação Regional Ambiental de Patrocínio contra a CEMIG, a Southern Electric e a FEAM, que envolve uma ação de indenização e reparação de danos ambientais causados pela Usina Hidrelétrica Nova Ponte, que envolveu o montante de R$941,0 milhões em 31 de dezembro de 2008. A ação civil pública aguarda julgamento, e a possibilidade de perda nesse processo é considerada como "possível".

Questões Regulatórias

Anteriormente a 1993, era garantida às concessionárias de energia elétrica do Brasil uma taxa de retorno sobre investimentos em ativos utilizados na prestação de serviços de energia elétrica a clientes, as tarifas cobradas dos clientes eram uniformes em todo o país, sendo os lucros gerados pelas concessionárias mais lucrativas realocados a concessionárias menos lucrativas, de forma que a taxa de retorno de todas as empresas fosse igual à média nacional. Os déficits experimentados pela maioria das concessionárias de energia elétrica do Brasil eram contabilizados na Conta CRC de cada empresa. Quando a Conta CRC e o conceito de retorno garantido foram abolidos, utilizamos nossos saldos positivos para compensar nossas responsabilidades para com o Governo Federal.

A ANEEL (agência reguladora de energia elétrica) instaurou processo administrativo contra nossa Companhia, contestando crédito relativo aos referidos saldos positivos. Em 31 de outubro de 2002, a ANEEL proferiu decisão administrativa final. Em 9 de janeiro de 2004, a Secretaria do Tesouro Nacional expediu Ofício para nós cobrando o valor de R$516,2 milhões a ser pago até 30 de janeiro de 2004. Impetramos mandado de segurança com o fim de suspender a sua inclusão no Cadastro Informativo de Créditos Não Quitados do Setor Público, ou o Cadin. Embora o mandado tenha sido indeferido em primeira instância, recorremos ao Tribunal Federal da Primeira Região que nos concedeu medida liminar suspendendo a inclusão no Cadin. Ademais, não provisionamos nenhum passivo em relação a essa ação. O valor da ação, atualizado até 31 de dezembro de 2008, é de aproximadamente R$1.032,6 milhões. Nenhuma provisão foi registrada com relação a esta questão já que avaliamos a possibilidade de um resultado adverso como "possível".

Somos réus em ações conjuntas que contestam a cobrança de tarifa para iluminação pública. O valor aproximado destas demandas é de R$772 milhões, em 31 de dezembro de 2008. Acreditamos termos fortes argumentos em nossa defesa nestas ações. Avaliamos a possibilidade de um resultado adverso como "possível".

Uma ação pública foi movida contra a CEMIG e nove outros réus, solicitando o cancelamento do Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) celebrado entre o Ministério Público e a Companhia, e ordenando a restituição aos cofres públicos dos valores transferidos para as companhias rés em conexão com a implementação do programa Luz para Todos. A aplicação da medida provisória foi recusada e o autor apresentou recurso ao Tribunal Regional Federal. O valor envolvido, de R$1.441,3 bilhões em 31 de dezembro de 2008, refere-se à solicitação de restituição dos valores recebidos pelas companhias que executaram os serviços contratados pela CEMIG, de forma a cumprir com tal programa governamental, bem como dos honorários advocatícios. A possibilidade de resultado adverso é avaliada como "possível".

A CEMIG também impetrou um mandado de segurança para requerer sua inclusão como uma co-ré em uma ação movida pela AES Sul contra a ANEEL. O juiz deferiu para a CEMIG uma liminar para suspender a ordem

de depósito no montante de, aproximadamente, R$79,2 milhões, que foi determinado em um acordo. Caso a AES Sul tenha sucesso, a CEMIG pagará tal valor atualizado. A chance de perda é avaliada como "possível".

Política e Pagamentos de Dividendos

Dividendo Obrigatório; Prioridade e Valor de Dividendos

De acordo com nosso estatuto social, nossa empresa está obrigada a pagar a seus acionistas, a título de dividendos obrigatórios, 50% do lucro líquido de cada exercício social encerrado em 31 de dezembro. Nossas ações preferenciais têm prioridade na destinação do dividendo obrigatório no período em questão. A ordem de prioridade da distribuição de dividendos é a seguinte:

- Dividendo mínimo anual relativo às ações preferenciais: Essas ações têm preferência na hipótese de reembolso de ações, cabendo-lhes um dividendo mínimo anual igual ao valor que for maior entre as seguintes porcentagens:
    - 10% do respectivo valor nominal; ou
    - 3% do valor do patrimônio líquido correspondente às ações.
- Dividendos relativos às ações ordinárias, até a porcentagem mínima com relação às ações preferenciais.

Se após o pagamento do dividendo ordinário, sobejar parcela do valor do dividendo obrigatório, o saldo remanescente deverá ser distribuído em bases iguais e proporcionais à totalidade das ações preferenciais e das ações ordinárias.

Sem prejuízo do dividendo obrigatório, com início no exercício social de 2005, a cada dois anos, ou intervalo menor, caso permita a posição de caixa da Companhia, distribuiremos dividendos extraordinários, até o limite do caixa disponível, conforme determinado pelo Conselho de Administração, nos termos do Plano Diretor Estratégico da Companhia e da política de dividendos especificada no plano.

Os dividendos anuais declarados serão pagos em duas parcelas iguais, a primeira até 30 de junho e a segunda até 30 de dezembro de cada ano. Os dividendos extraordinários deverão ser pagos conforme decisão do conselho de administração.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, sob a forma de juros sobre o capital, a serem pagos com utilização dos lucros acumulados, reservas de lucro ou lucro registrado em demonstrações financeiras semestrais ou trimestrais. Quaisquer dividendos intermediários pagos serão calculados com base no dividendo a ser pago no exercício social no qual o dividendo intercalar tiver sido declarado. Nosso estatuto social autoriza nosso Conselho de Administração a declarar dividendos intercalares. Qualquer dividendo intercalar pago poderá ser computado no cálculo do dividendo a ser pago no exercício social em que o dividendo intercalar tenha sido pago.

Nos exercícios sociais nos quais não tivermos lucro suficiente que nos possibilite pagar dividendos aos detentores de ações preferenciais e ordinárias, o Estado de Minas Gerais garante dividendo mínimo de 6% do valor nominal das ações preferenciais ou ações ordinárias, respectivamente, por ano, com relação a todas as ações da Companhia emitidas até 5 de agosto de 2004 e detidas por pessoas físicas.

Valores Disponíveis para Distribuição

O valor disponível para distribuição é calculado com base nas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade com as práticas de contabilidade adotadas no Brasil e os procedimentos descritos abaixo.

O dividendo obrigatório é calculado com base no lucro líquido corrigido, definido como lucro líquido após a adição ou subtração: (a) dos valores destinados à reserva legal, (b) dos valores destinados à constituição das reservas para contingências e reversão das mesmas reservas constituídas em exercícios sociais anteriores, e (c) de quaisquer lucros a realizar transferidos à respectiva reserva, e quaisquer lucros anteriormente registrados nessa reserva que tenham sido realizados no exercício social e utilizados para compensar perdas.

Somos obrigados a manter reserva legal, à qual devem ser destinados 5% do lucro líquido de cada exercício social até que o valor total da reserva seja igual a 20% da totalidade do capital integralizado da Companhia. No entanto, não somos obrigados a fazer qualquer destinação à reserva legal com relação a qualquer exercício social em que o montante da reserva legal e das outras reservas de capital constituídas exceder de 30% da totalidade do capital social integralizado da Companhia. Quaisquer eventuais prejuízos líquidos poderão ser levados a débito da reserva legal.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, o lucro em subsidiárias ou coligadas informado segundo o método da equivalência patrimonial, e o lucro auferido com vendas a prazo, realizável após o término do exercício social seguinte, também são considerados lucros a realizar.

O total das reservas de lucros (com exceção da reserva para contingências com relação a perdas previstas e a reserva de lucros a realizar), a reserva legal, as reservas especiais, a reserva para projetos de investimento, e lucros acumulados não poderão ser superiores ao capital social da Companhia. O valor excedente de nosso capital social deverá ser utilizado para aumentá-lo ou para ser distribuído como dividendo em dinheiro.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas e do estatuto social de nossa empresa, os dividendos não reclamados no prazo de três anos contados da data em que tenham sido distribuídos revertem a nossa empresa.

Juros sobre o Capital Próprio

Nos termos da legislação brasileira, podemos pagar juros sobre o capital como alternativa à distribuição de recursos a acionistas. Os recursos distribuídos como juros sobre o capital qualificam-se para fins de cálculo do dividendo mínimo estabelecido no estatuto social. Esses valores poderão ser pagos em dinheiro, podendo a Companhia tratá-los como uma despesa para fins de apuração de imposto de renda e contribuição social. O valor total pago em juros sobre o capital está limitado ao resultado obtido com a aplicação ao patrimônio líquido da Companhia da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), publicada pelo BNDES, não podendo exceder do maior entre (i) 50% do lucro líquido (antes dos impostos para contribuição social sobre o lucro líquido, imposto de renda e dedução dos juros sobre o capital próprio) para o período com relação ao qual o pagamento é efetuado; ou (ii) 50% dos lucros acumulados na data de início do período com relação ao qual o pagamento é efetuado. Os acionistas que não sejam residentes no Brasil deverão registrar-se junto ao Banco Central de forma que o produto em moeda estrangeira decorrente de seus pagamentos de dividendo ou de venda ou demais valores relativamente às suas ações possam ser a eles remetido para fora do Brasil. As ações preferenciais subjacentes às nossas ADSs preferenciais e as ações ordinárias subjacentes às nossas ADSs ordinárias são detidas no Brasil pelo banco custodiante, na qualidade de agente do banco depositário, o qual é o titular registrado das ações.

Câmbio

Os eventuais pagamentos de dividendos e distribuições em dinheiro serão efetuados em reais ao custodiante em favor do banco depositário, o qual posteriormente converterá esses recursos em dólares dos Estados Unidos e fará com que esses dólares dos Estados Unidos sejam entregues ao banco depositário para distribuição a detentores de ADRs. Na hipótese de o custodiante ser incapaz de converter imediatamente os reais recebidos a título de dividendos em dólares dos Estados Unidos, o montante em dólares dos Estados Unidos a ser pago a detentores de ADRs poderá ser prejudicado pelas desvalorizações do real ocorridas antes da conversão e remessa dos aludidos dividendos. O real se desvalorizou aproximadamente 31,95% em relação ao dólar dos Estados Unidos em 2008. Vide “Item 3 – Informações Chave – Fatores de Risco – Riscos Relativos ao Brasil – O Governo Federal exerce significativa influência sobre a economia do País. A conjuntura política e econômica pode ter impacto direto nos nossos negócios”.

Os dividendos atinentes às ações preferenciais e ações ordinárias pagos a detentores que não sejam residentes no Brasil, inclusive detentores de ADSs preferenciais e ADSs ordinárias, de modo geral, não estão sujeitos ao imposto de retenção na fonte brasileiro, embora os pagamentos de juros sobre o capital fiquem geralmente sujeitos a imposto retido na fonte. Vide “Item 10. Informações Adicionais - Tributação - Considerações Fiscais Brasileiras - Tributação de Dividendos” e “Considerações Fiscais Norte-americanas e Tributação de Distribuições”. Não existe qualquer data de registro específica na qual o banco depositário determinará a taxa de câmbio a ser utilizada quando da conversão dos dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro. Nos termos da Segunda Alteração e Consolidação dos Contratos de Depósito, o banco depositário provisionará os

recursos a serem convertidos em dólares dos Estados Unidos quando do recebimento do aviso dos dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro.

Histórico de Pagamentos de Dividendos

Consta do quadro abaixo o histórico do passado recente das declarações de dividendos e juros sobre o capital às ações ordinárias e ações preferenciais de nossa empresa. Para cada exercício da tabela, o pagamento de dividendos ocorreu no exercício seguinte à declaração. Para os períodos indicados, os dividendos pagos por 1.000 ações ordinárias e por 1.000 ações preferenciais (por uma ação ordinária e por uma ação preferencial após o grupamento de nossas ações em 11 de junho de 2007) foram os mesmos. Vide "Item 3. Informações Chave - Dados Financeiros Consolidados Selecionados".

Histórico de Declaração de Dividendos e Juros sobre o Capital(1)

Ano do Dividendo	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais	
	(R$)(2)	(US$)(3)	(R$)(2)	(US$)(3)
2005	904.951.727	432.991.257	1.165.497.675	557.654.390
2006	603.948.640	298.836.536	777.832.359	384.874.992
2007	379.426.703	227.392.246	488.297.923	292.639.292
2008 (4)	412.568.595	190.853.770	530.949.405	245.616.600

(1) De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, os dividendos e juros sobre o capital são contabilizados como tendo sido pagos no exercício no qual são declarados como correspondentes, mesmo se tais dividendos ou juros foram anteriormente aprovados em assembleia geral no ano seguinte.
(2) Os valores em reais são expressos em reais nominais.
(3) Os valores em dólares dos Estados Unidos são calculados pela divisão do valor de dividendos pagos, expressos em reais nominais, pela taxa do *Federal Reserve Board* nas respectivas Datas de Registro (28/04/2006, 26/04/2007, 25/04/2008 e 29/04/2009).
(4) Os dividendos de 2008 foram aprovados nas assembleias gerais ordinária e extraordinária realizadas em 29 de abril de 2009. Os dividendos de 2008 serão pagos em duas parcelas iguais em junho de 2009 e dezembro de 2009. A primeira parcela será paga em 30 de junho de 2009.

Item 9. A Oferta e a Listagem

Mercado de Negociação

O mercado de negociação de nossas ações preferenciais é a Bolsa de Valores de São Paulo. Nossas ADSs preferenciais, cada uma delas representando uma ação preferencial em 31 de dezembro de 2008 são negociadas na NYSE, sob o símbolo "CIG" desde 18 de setembro de 2001. Antes dessa data, nossas ADSs preferenciais eram negociadas no mercado de balcão, ou OTC, dos Estados Unidos. As ADSs preferenciais são comprovadas por ADRs preferenciais emitidas pelo Citibank, N.A., como depositário, de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, conforme aditado em 11 de junho de 2007, celebrado entre nossa empresa, o depositário e os detentores e titulares de ADSs preferenciais evidenciados pelas ADRs preferenciais emitidas de acordo com seus termos. Em 31 de dezembro de 2008, existiam aproximadamente 82.631.960 ADSs preferenciais em circulação (cada uma delas representando uma ação preferencial), representando aproximadamente 29,58% de nossas 279.378.119 ações preferenciais.

O mercado de negociação de nossas ações ordinárias é a Bolsa de Valores de São Paulo. Nossas ADSs ordinárias, cada uma delas representando uma ação ordinária em 31 de dezembro de 2008 são negociadas na NYSE, sob o símbolo "CIG.C" desde 12 de junho de 2007, quando estabelecemos um programa de *American Depositary Shares* para nossas ações ordinárias. As ADSs ordinárias são comprovadas por ADRs ordinárias emitidas pelo Citibank, N.A., como depositário, de acordo com o Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, celebrado entre nossa empresa, o depositário e os detentores e titulares de ADSs ordinárias evidenciados pelas ADRs ordinárias emitidas de acordo com seus termos. Em 31 de dezembro de 2008, existiam aproximadamente 16.205 ADSs ordinárias (cada uma delas representando uma ação ordinária), representando menos de 0,01% de nossas 216.923.394 ações ordinárias em circulação.

Em 5 de junho de 2009, o preço de fechamento por ação preferencial na Bolsa de Valores de São Paulo foi R$27,99 e o fechamento do preço por ADS preferencial na NYSE foi US$14,37.

Em 12 de junho de 2007, nossas ADSs ordinárias começaram a ser comercializadas na NYSE. Em 5 de junho de 2009, o preço de fechamento por ação ordinária na Bolsa de Valores de São Paulo foi R$20,50 e o preço de fechamento por ADS ordinária na NYSE foi US$10,74.

Constam do quadro abaixo os preços de venda máximos e mínimos divulgados para as ações preferenciais e ordinárias na Bolsa de Valores de São Paulo e de ADSs preferenciais e ordinárias na NYSE nos períodos indicados.

Período	Ações Ordinárias (1)		ADSs Ordinárias (1)		Ações Preferenciais (2)		ADSs Preferenciais (2)	
	Preço em R$ Nominais		Preço em US$		Preço em R$ Nominais		Preço em US$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
2004	22,22	12,02	-	-	22,22	12,03	8,34	3,81
2005	31,04	17,47	-	-	31,03	17,47	13,70	6,55
2006	31,01	23,07	-	-	37,24	26,13	17,55	11,53
2007	31,07	18,57	24,00	17,00	30,25	21,13	20,87	13,07
2008	26,05	15,65	21,75	9,95	31,90	19,26	25,46	8,92
2007								
1º trimestre	22,11	18,57	-	-	23,49	21,13	15,10	13,16
2º trimestre	29,01	21,36	21,25	19,30	30,25	21,68	20,87	14,12
3º trimestre	31,07	22,16	24,00	17,00	30,09	21,93	20,42	13,07
4º trimestre	27,58	21,95	22,74	17,97	38,85	22,51	20,60	15,83
2008								
1º trimestre	23,47	17,88	19,00	15,17	24,47	19,26	18,51	13,60
2º trimestre	26,05	18,99	21,75	16,52	30,37	22,18	23,92	16,26
3º trimestre	25,72	18,37	25,19	13,75	31,90	21,72	25,46	14,44
4º trimestre	24,60	15,65	17,00	9,95	29,70	20,97	19,51	8,92
2009								
1º trimestre	19,38	16,69	11,00	9,65	26,49	23,21	15,03	11,88
Janeiro 2009	19,00	17,29	11,84	10,15	25,65	23,31	14,09	12,46
Fevereiro 2009	18,26	16,87	11,15	9,75	25,44	23,21	14,35	11,88
Março2009	19,38	16,69	11,00	9,65	26,49	23,37	15,03	12,08
Abril 2009	21,48	19,01	12,78	11,00	28,03	24,60	16,17	14,08
Maio 2009	20,98	19,07	12,20	9,50	27,20	24,98	16,20	12,26
Junho 2009 (3)	20,64	19,50	10,75	10,20	28,02	25,60	14,37	13,21

(1) Em 3 de maio de 2007, foram pagos dividendos sob a forma de bonificação de 50% nas ações ordinárias, resultando em um ajuste no preço por ação ordinária. O último dia de negociação das ações ordinárias em lotes de 1.000 ações foi 01 de junho de 2007. Uma consolidação das ações ordinárias foi efetivada em 4 de junho de 2007, na forma de um grupamento, pelo qual 500 ações ordinárias, com valor nominal unitário de R$0,01, foram grupadas em uma ação ordinária com valor nominal de R$5,00. O preço por ação ordinária foi devidamente ajustado. Adicionalmente, em 2 de maio de 2008, foi distribuída uma bonificação de 2,02% sobre as ações ordinárias, resultando em um ajuste no preço por ação ordinária. Em 8 de maio de 2008, um ajuste correspondente foi feito às ADSs ordinárias, pela emissão de ADSs ordinárias adicionais, resultando em um ajuste do preço por ADS ordinária. Em 30 de abril de 2009, foi distribuída uma bonificação de 25,000000151% sobre as ações ordinárias, resultando em um ajuste no preço por ação ordinária. Em 14 de maio de 2008, um ajuste correspondente foi feito às ADSs ordinárias, pela emissão de ADS ordinárias adicionais, resultando em um ajuste do preço por ADS ordinária. Os preços das ações ordinárias e das ADSs ordinárias foram ajustados para refletir todos os itens acima.

(2) Em 3 de maio de 2007, foram pagos dividendos sob a forma de bonificação de 50% nas ações preferenciais, resultando em um ajuste no preço por ação preferencial. Em 7 de maio de 2007, um ajuste correspondente foi feito às ADSs através da emissão de uma ADS adicional para cada duas ADSs, resultando em um ajuste do preço por ADS. O último dia de negociação das ações preferenciais em lotes de 1.000 ações foi 01 de junho de 2007. Uma consolidação das ações preferenciais foi efetivada na forma de um grupamento de ações em 4 de junho de 2007, no qual cada 500 ações preferenciais, com valor nominal de R$0,01 cada foram consolidadas em uma ação preferencial com valor nominal de R$5,00. Adicionalmente, a operação foi refletida nos ADSs preferenciais em 11 de junho de 2007. O preço unitário das ações preferenciais em unitário de ADS foi ajustado adequadamente. Adicionalmente, em 2 de maio de 2008, um bônus de 2,02% foi distribuído sobre as ações preferenciais, resultando em um ajuste ao preço por ação preferencial. Em 8 de maio de 2008, um ajuste equivalente foi aplicado às ADSs preferenciais por meio da emissão de ADSs preferenciais, resultando no ajuste ao preço por ADS preferencial. Em 30 de abril de 2009, foi distribuída uma bonificação de 25,000000151% sobre as ações preferenciais, resultando em um ajuste no preço por ação preferencial. Em 14 de maio de 2008,

um ajuste correspondente foi feito às ADSs preferenciais, pela emissão de ADS preferenciais adicionais, resultando em um ajuste do preço por ADS preferencial. Os preços das ações preferenciais e das ADS preferenciais foram ajustados para refletir todos os itens acima.
(3) Até 5 de junho de 2009.

Desde 12 de julho de 2002, nossos recibos de depositário são negociados na LATIBEX, sob o símbolo "XCMIG". A LATIBEX é um mercado de negociação eletrônico criado em 1999 pela Bolsa de Valores de Madri a fim de facilitar o mercado de negociação de Valores Mobiliários da América Latina em Euros.

Negociação na Bolsa de Valores de São Paulo

As ações preferenciais e ações ordinárias são negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo, única Bolsa de Valores Brasileira que negocia ações. A negociação na Bolsa de Valores de São Paulo está restrita a sociedades corretoras a ela associadas e a um número limitado de entidades autorizadas. A CVM e a Bolsa de Valores de São Paulo possuem poderes discricionários para suspender a negociação de ações de um emissor em particular em certas circunstâncias.

Se V.S.a fosse negociar as ações preferenciais ou ações ordinárias na Bolsa de Valores de São Paulo, sua negociação seria liquidada em três dias úteis a contar da data da negociação. A entrega e o pagamento de ações são efetuados por meio de uma câmara de compensação que mantém contas em nome das sociedades corretoras. O vendedor deve usualmente entregar as ações à bolsa no segundo dia útil após a data de negociação. A câmara de compensação da Bolsa de Valores de São Paulo é a Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia.

A fim de melhor controlar volatilidade, a Bolsa de Valores de São Paulo adotou o mecanismo de suspensão do pregão (*circuit breaker*) em conformidade com o qual os pregões podem ser interrompidos pelo prazo de 30 minutos sempre que o índice dessa bolsa de valores apresentar queda de mais de 10% em relação ao índice registrado no pregão anterior, e um período adicional de uma hora caso o índice apresente queda de 5% ou mais após a reabertura da negociação.

A Bolsa de Valores de São Paulo é menos líquida do que a NYSE e demais bolsas de porte do mundo. Em 31 de dezembro de 2008, a capitalização de mercado global das 392 companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo era equivalente a aproximadamente R$1,4 trilhão e as 10 maiores companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo representaram aproximadamente 53,15% da capitalização de mercado total de todas as companhias listadas. Embora qualquer das ações em circulação de uma companhia listada possa ser negociada em Bolsa de Valores Brasileira, na maioria dos casos, menos da metade das ações listadas encontram-se efetivamente disponíveis para negociação pelo público. O restante dessas ações é detido por pequenos grupos de controladores, entes públicos ou um único acionista principal.

Nossas ações preferenciais e ordinárias possuem liquidez diária na Bolsa de Valores de São Paulo e nunca sofreram suspensão em sua negociação nos últimos cinco anos, exceto pela utilização, pela BOVESPA, do mecanismo de *circuit breaker* em algumas poucas ocasiões em 2008 com relação à negociação de todas as ações listadas na BOVESPA.

Desde outubro de 2001, somos membros do Nível 1 de Governança Societária Especial da Bolsa de Valores de São Paulo, de acordo com o qual, nos comprometemos a cumprir o seguinte:

- apresentar um balanço patrimonial consolidado, uma demonstração dos resultados consolidado e a carta acompanhante aos acionistas;

- incluir, nas notas explanatórias às nossas demonstrações financeiras, uma demonstração de fluxo de caixa;

- divulgar qualquer participação societária direta ou indireta, inclusive participação societária beneficiária, excedendo cinco por cento do capital social;

- divulgar a quantidade e as características de valores mobiliários emitidos por nós possuídos direta ou indiretamente por pessoas com acesso a informação privilegiada;

- divulgar mudanças na quantidade de valores mobiliários possuídos por pessoa com acesso a informação privilegiada, nos 12 meses anteriores;

- divulgar a quantidade de ações em circulação e sua respectiva porcentagem em relação ao total de ações emitidas, que deve ser de, no mínimo 25% representando nosso capital social;

- divulgar, no final de janeiro de cada ano, um calendário anual de eventos corporativos, e quaisquer modificações subseqüentes neste calendário;

- divulgar qualquer acordo que nós tivermos executado com qualquer de nossas afiliadas, subsidiárias, administradores (ou qualquer companhia possuída ou controlada por nossos administradores) ou acionistas controladores (ou qualquer afiliada ou subsidiária de nossos acionistas controladores), sempre quando o valor agregado de tal contrato exceda ou R$200 mil ou 1% de nosso patrimônio líquido, o que for maior. Para cada desses contratos nós devemos divulgar o motivo, termos, valores, as condições de rescisão e de término e, se aplicável, a influência que o contrato poderá ter sobre nossa administração ou condução dos negócios;

- realizar pelo menos uma reunião anual com analistas de mercado e quaisquer outras partes relacionadas; e

- adotar mecanismos que impliquem dispersão de capital em qualquer oferta pública de ações.

As regras aplicáveis às empresas listadas no Nível 1 de Governança Corporativa atualmente estão sendo revisadas e, portanto, tais requisitos estão sujeitos a alterações. Adicionalmente, novos requisitos poderão ser estabelecidos.

Divulgação de Transações por Pessoas com Acesso a Informações Privilegiadas

O regulamento brasileiro de títulos requer que nossos acionistas controladores, administradores, membros de nosso Conselho Fiscal e qualquer outro órgão técnico ou consultivo divulguem a nós, à CVM e à Bolsa de Valores de São Paulo o número e tipos de valores mobiliários emitidos por nós, nossas subsidiárias e nossas controladoras que sejam possuídos por eles ou por pessoas proximamente relacionadas a eles e quaisquer mudanças em suas respectivas posições acionárias durante os 12 meses precedentes. A informação relativa à aquisição de tais valores mobiliários (quantidade, preço e data de aquisição) deve ser divulgada a nós até 10 dias do final do mês no qual eles foram adquiridos.

Divulgação de Ato ou Fato Relevante

Segundo o regulamento brasileiro de títulos, devemos divulgar qualquer ato ou fato relevante relacionado a nossos negócios à CVM e à Bolsa de Valores de São Paulo. Também nos é exigido publicar um anúncio de tais atos ou fatos relevantes. Um ato ou fato é considerado relevante se ele possui um impacto relevante: no preço de nossos valores mobiliários, na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter nossos valores mobiliários ou na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos como titulares de quaisquer de nossos valores mobiliários. Sob circunstâncias extraordinárias, nós podemos enviar à CVM um pedido de tratamento confidencial de certos atos ou fatos relevantes.

A negociação em bolsas de valores brasileiras por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação brasileira sobre investimento estrangeiro. Vide "Item 10 Informações Adicionais. Controles Cambiais".

Regulamentação dos Mercados de Valores Mobiliários Brasileiros

Os mercados de valores mobiliários brasileiros são precipuamente regidos pela Lei nº 6.385 datada de 7 de dezembro de 1976 e pela Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, cada qual, conforme alterada e complementada, assim como pelos regulamentos editados pela CVM, pelo Conselho Monetário Nacional e pelo Banco Central, que possui, entre outros, poderes para autorizar o exercício de atividades de sociedades corretoras, e que regula investimentos estrangeiros e operações de câmbio.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, as companhias são abertas, como a nossa empresa, ou fechadas. Todas as companhias abertas como a nossa encontram-se registradas na CVM e estão sujeitas a exigências de prestação de informações. Nossas ações são negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo, podendo,

contudo, ser negociadas em operação privada, observadas certas limitações. O mercado de balcão brasileiro é composto de negociações diretas e negociações entre pessoas físicas em que instituição financeira registrada na CVM atua como intermediária.

Temos a opção de pedir a suspensão de negociação de nossos valores mobiliários na Bolsa de Valores de São Paulo na expectativa de divulgação de fato relevante. A negociação também poderá ser suspensa por iniciativa da Bolsa de Valores de São Paulo ou da CVM, entre outros motivos, com base em convicção ou devido à convicção de que a companhia prestou informações inadequadas sobre fato relevante ou forneceu respostas inadequadas a questionamentos feitos pela CVM ou pela bolsa de valores.

A lei brasileira prevê restrições gerais sobre a prática de negociação desleal e manipulação de mercado, embora, no Brasil, existam poucos exemplos de ações de execução e precedente judicial não é tão bem definido como em outros determinados países.

A negociação na Bolsa de Valores de São Paulo por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação tributária e de investimentos estrangeiros do Brasil. O custodiante brasileiro das ações preferenciais ou das ações ordinárias e o banco depositário deverão obter certificado de registro do Banco Central do Brasil a fim de remeter dólares dos Estados Unidos para o exterior visando pagamentos de dividendos, de quaisquer outros desembolsos em dinheiro ou, quando da alienação das ações, a fim de remeter o produto da venda a ela relacionada. Na hipótese de um detentor de ADSs preferenciais permutar suas ADSs preferenciais por ações preferenciais ou um detentor de ADSs ordinárias permutar suas ADSs ordinárias por ações ordinárias, o detentor terá direito de continuar a se fiar no certificado de registro do banco depositário pelo prazo de cinco dias úteis contados da permuta. Subseqüentemente, o detentor talvez não seja capaz de obter e remeter dólares dos Estados Unidos para o exterior quando da alienação das ações preferenciais ou das ações ordinárias ou distribuições relativas às ações preferenciais e às ações ordinárias, a menos que o detentor requeira e obtenha novo certificado de registro. Vide “Item 10. Informações Adicionais. Controles Cambiais”.

Item 10. Informações Adicionais

Estatuto Social

Somos companhia de economia mista registrada de acordo com as leis do Brasil. O número de registro conferido à nossa empresa pela Junta Comercial do Estado de Minas Gerais é 3130004012. Segue abaixo resumo de algumas disposições significativas de (i) nosso estatuto social, conforme alterado pela assembleia geral extraordinária realizada em 29 de abril de 2009, e (ii) da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas. A descrição de nosso estatuto social aqui especificado não pretende ser completa e está discriminada por referência a nosso estatuto, que está arquivado como um anexo a este relatório anual.

Objeto e Finalidade

Conforme descrito no Artigo 1º de nosso estatuto social, a companhia foi constituída com quatro principais objetivos: (i) construir e operar sistemas de geração, transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica bem como comércio de serviços de energia elétrica e serviços correlatos; (ii) desenvolver atividades comerciais no ramo de energia; (iii) prestar serviços de consultoria a empresas no Brasil e no exterior; e (iv) desempenhar quaisquer atividades que possam ser conduzidas direta ou indiretamente com relação a nosso objeto social.

Ações Preferenciais

Os detentores de ações preferenciais têm direito a pagamento de dividendo mínimo de 10% ao ano por ação preferencial, calculado sobre seu valor nominal ou de 3% do patrimônio líquido correspondente a cada ação preferencial. Os detentores de nossas ações preferenciais também gozarão, em relação a qualquer outra classe de ações, de preferência na hipótese de reembolso de ações. As ações preferenciais não conferem direito de voto a seu titular nas assembleias gerais.

Subscrição de Ações

As ações adquiridas pelo Governo Estadual, que deverá manter a maioria de nossas ações com direito de voto, serão integralizadas de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas. As ações adquiridas pelos

demais acionistas (sejam pessoas físicas sejam jurídicas) serão integralizadas de acordo com deliberação da assembleia geral que deliberar a matéria.

O artigo 171 da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas estabelece que cada acionista possua direito de preferência genérico na subscrição de novas ações ou de valores mobiliários conversíveis em ações emitidos em qualquer aumento de capital, na proporção de seu percentual de participação acionária, exceto na hipótese do exercício de qualquer opção para adquirir ações de nosso capital social. Os acionistas devem exercer seus direitos de preferência no prazo de 30 dias a contar da publicação do aviso de aumento de capital.

Na hipótese de aumento de capital, os detentores de ADSs preferenciais, que representam ações preferenciais, e detentores de ADSs ordinárias, que representam ações ordinárias, terão direitos de preferência na subscrição somente das novas ações preferenciais ou ações ordinárias, conforme o caso, emitidas na proporção de seus percentuais de participação acionária, mas poderão não ser capazes de exercer esses direitos em razão de limitações impostas pela lei de valores mobiliários dos Estados Unidos. Vide "Item 3. Fatores de Riscos - Riscos Relativos a Ações Preferenciais, ADSs Preferenciais e ADSs Ordinárias – V.S.a poderá não ser capaz de exercer direitos de preferência relativamente aos nossos títulos e valores mobiliários".

Acionistas Minoritários

Nosso estatuto social estabelece que detentores de ações preferenciais e de ações ordinárias minoritários têm direito de eleger um membro e um suplente para o Conselho de Administração, conforme mais pormenorizadamente descrito em "– Direitos de Acionistas – Direitos de Acionistas Minoritários".

Dividendos

Para explanação mais pormenorizada de nossa política de dividendos, Vide "Item 8. Informações Financeiras – Política e Pagamentos de Dividendos".

Assembleias Gerais

As assembleias gerais são realizadas para os fins previstos em lei, conforme consta da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas. As assembleias gerais ordinárias são realizadas dentro dos quatro primeiros meses do exercício social e são convocadas mediante aviso prévio de 15 dias. A Lei Brasileira das Sociedades Anônimas também prevê que os atos elencados a seguir sejam praticados exclusivamente em assembleia geral:

- reforma de nossos estatutos sociais;
- aumentos ou diminuições de nosso capital social emitido ou subscrição de novas ações;
- eleição de membros de nosso Conselho de Administração e de nosso Conselho Fiscal;
- autorização da emissão de debêntures ou de quaisquer outros valores mobiliários conversíveis;
- suspensão do exercício dos direitos do acionista que tenha violado a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas ou nosso estatuto social;
- aprovação de qualquer fusão ou incorporação com outra companhia na qual nós não sejamos a companhia remanescente ou uma cisão;
- aceitação ou rejeição da avaliação de bens com que o acionista concorrer para a formação do capital social;
- aprovação de nossa transformação de nossa empresa em sociedade limitada ou em sociedade de qualquer outra natureza;
- aprovação de qualquer dissolução ou liquidação da companhia e nomeação e destituição do respectivo liquidante julgando-lhe as contas;
- qualquer medida no tocante a falência ou concordata;

- aprovação dos relatórios financeiros em uma base anual;
- cancelamento do registro junto à CVM como uma companhia possuída pelo poder público ou deslistagem de nossas ações ordinárias da Bolsa de Valores de São Paulo, exceto no caso de uma oferta tendente à privatização.

Como regra geral, o voto afirmativo de acionistas que representem no mínimo a maioria de nossas ações ordinárias emitidas e em circulação presentes pessoalmente ou representados por procuração em assembleia geral será necessário para aprovar ou ratificar qualquer medida proposta, não sendo levadas em conta as abstenções. No entanto, o voto afirmativo de acionistas que representem metade de nosso capital social emitido e em circulação será exigido para:

- criar ações preferenciais ou aumentar de modo desproporcional uma classe existente de ações preferenciais relativa a outras classes de ações, a menos que a medida seja prevista ou autorizada por nosso estatuto social;
- modificar preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criar nova classe com maiores prerrogativas do que as classes existentes de ações preferenciais;
- reduzir o percentual de dividendos obrigatórios;
- alterar nosso objeto social;
- operações de incorporação ou fusão de nossa empresa com outras empresas;
- cisão de parte de nosso ativo ou passivo;
- aprovar nossa participação em grupo de companhias;
- requerer cancelamento de nosso estado de liquidação;
- aprovar nossa dissolução; e
- aprovar a incorporação de nossas ações.

Os acionistas poderão ser representados em assembleia geral por procurador nomeado constituído a não mais que um ano da data da assembleia. Para estar habilitado a representar acionista em assembleia geral, o procurador deverá ser acionista, um de nossos diretores ou conselheiros ou advogado. Em empresas abertas, como a nossa, o procurador também pode ser instituição financeira.

Observadas as disposições da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas e de nosso estatuto social, nosso Conselho de Administração poderá comumente convocar nossas assembleias gerais. As assembleias também poderão ser convocadas:

- pelo Conselho Fiscal, caso o Conselho de Administração deixe de convocar assembleia geral no prazo de um mês a contar da data em que lhe tiver sido solicitado que o faça, nos termos das leis aplicáveis, ou assembleia geral extraordinária no caso de que matérias graves e urgentes afetem nossa empresa; qualquer acionista, sempre que os diretores deixarem de convocar assembleia geral no prazo de 60 dias da data em que lhe tiver sido solicitado que o faça pela Lei Brasileira das Sociedades Anônimas ou por nosso estatuto social; e
- por acionistas detentores de no mínimo cinco por cento de nosso capital social, se nosso Conselho de Administração deixar de convocar assembleia no prazo de oito dias contados do recebimento de pedido desses acionistas para convocação da assembleia com indicação das matérias a serem discutidas ou para instalação do Conselho Fiscal.

Conselho de Administração

Nosso estatuto social determina que nosso Conselho de Administração deverá ser composto por 14 conselheiros e 14 suplentes. Um conselheiro será designado presidente e outro conselheiro será designado vice-presidente.

Cabe ao nosso Conselho de Administração:

- fixar a orientação geral dos negócios de nossa empresa;
- eleger e destituir diretores;
- deliberar sobre a alienação ou constituição de ônus sobre bens do ativo permanente de nossa empresa ou a prestação de garantias a terceiros, de valor de pelo menos R$14 milhões;
- autorizar, mediante proposta da Diretoria, a venda ou constituição de garantias reais com relação ao permanente de nossa empresa e a prestação por nossa empresa de qualquer garantia fidejussória a quaisquer terceiros em valor superior a R$14 milhões.
- deliberar, mediante proposta da Diretoria, sobre empréstimos, financiamentos, atos ou outros negócios jurídicos a serem celebrados por nossa empresa, de valor superior a R$5 milhões;
- convocar a Assembleia Geral;
- fiscalizar a gestão da Diretoria, examinando nossos livros e papéis e solicitando informações sobre os contratos celebrados ou em via de celebração e sobre quaisquer outros fatos ou atos administrativos que julgar de seu interesse;
- aprovar nossas demonstrações financeiras anuais ou trimestrais;
- escolher e destituir os auditores independentes;
- autorizar, mediante proposta da Diretoria, a abertura ou dispensa de concorrência para aquisição de bens ou serviços com valor de pelo menos R$14 milhões;
- autorizar, mediante proposta da Diretoria, a instauração de ações judiciais e administrativas por conta de nossa empresa e a solução de questões judiciais e extrajudiciais em que nossa empresa esteja envolvida, com valor de pelo menos R$14 milhões;
- aprovar a emissão de valores mobiliários (debêntures, *commercial papers* e notas promissórias, entre outros) nos mercados de capital local e internacional;
- delegar à Diretoria poderes para autorizar a assinatura de contratos de comercialização de energia elétrica ou prestação de serviços de distribuição e transmissão, nos termos da legislação;
- aprovar o plano estratégico anual de longo prazo da CEMIG, o plano estratégico de implementação plurianual, o orçamento anual, bem como quaisquer alterações ou revisões dos mesmos;
- estabelecer, anualmente, as diretrizes e os limites, incluindo limites financeiros, para gastos com pessoal, incluindo concessão de benefícios e celebração de contratos coletivos de trabalho, observada a competência da assembleia geral de acionistas e de acordo com o orçamento anual aprovado;
- autorizar o exercício de direito de preferência no âmbito de acordos de acionistas ou de voto em subsidiárias integrais, sociedades sob controle compartilhado, sociedades afiliadas e consórcios nos quais a CEMIG participa, exceto no caso da Cemig Distribuição e da Cemig Geração e Transmissão, com relação às quais a competência para deliberar sobre esses assuntos será da assembleia geral de acionistas; e

- aprovar as declarações de voto em assembleias gerais de acionistas e orientações de voto em reuniões de conselhos de administração de subsidiárias integrais, sociedades sob controle compartilhado, sociedades afiliadas e consórcios nos quais a CEMIG participa, quando relacionada à participação no capital de outras sociedades ou consórcios, sendo que as decisões devem, em qualquer hipótese e não apenas com relação a assuntos relacionados à participação no capital de outras companhias ou consórcios, observar os termos do estatuto social, do plano estratégico de longo prazo e do plano estratégico de implementação plurianual.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, conselheiros de companhias geralmente têm certos deveres equivalentes àqueles impostos nos termos das leis da maioria dos estados dos Estados Unidos, incluindo um dever de lealdade para com a companhia, um dever de não negociar em causa própria e o dever de usar de atenção na administração dos assuntos da companhia. Nossos conselheiros e diretores poderão ser considerados responsáveis por quebra do dever para conosco e para com nossos acionistas e poderão estar sujeitos a ações judiciais em procedimentos instaurados por órgãos governamentais ou nossos acionistas.

Não existem em nosso estatuto social disposições relativas (i) ao poder do conselheiro para votar propostas ou contratos nos quais tenha interesse relevante, (ii) aos poderes para tomar empréstimo que possam ser exercidos pelos conselheiros, (iii) aos limites de idade para aposentadoria de membros do conselho, e (iv) ao número de ações necessário para qualificação de conselheiros.

O presidente e o vice-presidente do Conselho de Administração serão escolhidos por seus pares em sua primeira reunião que se realizar após a eleição de seus membros, cabendo ao vice-presidente substituir o presidente em suas ausências ou impedimentos para exercício de suas funções.

Nossos acionistas têm a competência para determinar a remuneração dos conselheiros na assembleia geral de acionistas em que os conselheiros forem eleitos.

Direitos de Acionistas

Estendemos aos nossos acionistas todos os direitos prescritos na legislação brasileira. Nosso estatuto social está em conformidade com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas.

Direitos Essenciais

O artigo 109 da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas estabelece que as companhias não poderão privar seus acionistas de certos direitos em algumas circunstâncias. Esses direitos de acionistas incluem:

- direito de participar dos lucros sociais;
- direito de participar do acervo da companhia em caso de liquidação;
- direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, a gestão dos negócios sociais;
- direito de preferência na subscrição de novas ações ou valores mobiliários conversíveis em ações ressalvadas exceções previstas pela Lei Brasileira das Sociedades Anônimas e nosso estatuto social; e
- direito de retirar-se da sociedade nos casos previstos na Lei Brasileira das Sociedades Anônimas.

Direitos de Voto

Via de regra, somente nossas ações ordinárias têm direito de voto, tendo cada ação ordinária direito a um voto. Detentores de ações preferenciais adquirem o direito de voto se, durante três exercícios sociais consecutivos, deixarmos de pagar um dividendo fixo ou mínimo ao qual as ações preferenciais têm direito. Se um portador de ações preferenciais adquire direitos de voto dessa forma, tais direitos serão iguais aos direitos de voto de um portador de ação ordinária e continuará a tê-los até que o dividendo seja pago. Não existe nenhuma restrição sobre o direito de um detentor de ações ordinárias ou de ações preferenciais exercer o direito de voto com referência a tais ações em razão de tal acionista ser não residente no Brasil ou um cidadão de um país que não o Brasil. No entanto,

detentores de ADSs preferenciais somente deverão votar as ações preferenciais subjacentes por meio do depositário, conforme os termos da Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, e os detentores de ADSs ordinárias somente deverão votar as ações ordinárias subjacentes por meio do depositário, conforme os termos do Contrato de Depósito de ADSs Ordinárias. Em qualquer circunstância em que os detentores de ações preferenciais têm o direito de voto, cada ação preferencial dará o direito a um voto a seu titular.

Direitos de Resgate

Nossas ações ordinárias e ações preferenciais não poderão ser resgatadas, ressalvando-se que o acionista dissidente tem direito, nos termos da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, de obter resgate com base em deliberação aprovada em assembleia geral por acionistas que representem pelo menos 50% das ações com direito de voto, deliberação essa para:

(1) criar uma nova classe de ações preferenciais ou aumentar uma classe existente de ações preferenciais desproporcionalmente em relação às demais classes de ações (a menos que tais atos sejam previstos ou autorizados pelo estatuto social);

(2) modificar uma preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferido a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criar uma nova classe com privilégios maiores do que os das classes existentes de ações preferenciais;

(3) reduzir a distribuição obrigatória de dividendos;

(4) alterar nosso objeto social;

(5) proceder à incorporação de nossa empresa por outra empresa ou à fusão de nossa empresa;

(6) transferir a totalidade de nossas ações a outra empresa de forma a nos tornar subsidiária integral de tal empresa;

(7) aprovar a aquisição do controle de outra empresa por preço que exceda de certos limites estabelecidos na Lei Brasileira das Sociedades Anônimas;

(8) aprovar nossa participação em grupo de sociedades conforme definição contida na Lei Brasileira das Sociedades Anônimas; ou

(9) na hipótese de a empresa resultante de (a) incorporação, (b) transferência de ações conforme descrito no item (6) supra ou (c) cisão efetuada por nossa empresa não se tornar companhia listada dentro de 120 dias a contar da assembleia na qual tal decisão tiver sido tomada.

Somente detentores de ações prejudicados pelas alterações mencionadas nos itens (1) e (2) supra poderão exigir que nossa empresa resgate suas ações. O direito de resgate mencionado nos itens (5), (6) e (8) supra apenas poderá ser exercido se nossas ações não satisfizerem certos índices de liquidez por ocasião da deliberação do acionista. O direito de resgate caducará 30 dias a contar da publicação da ata da assembleia de acionistas pertinente, a menos que, no caso dos itens (1) e (2) supra, a deliberação esteja sujeita a confirmação pelos detentores de ações preferenciais (que deverá ser efetuada em assembleia geral extraordinária a ser realizada dentro de um ano), caso em que o prazo de 30 dias será contado a partir da publicação da ata da assembleia geral extraordinária.

Nossa empresa fará jus a reconsiderar qualquer ato que dê ensejo a direitos de resgate dentro de 10 dias a contar da expiração de tais direitos caso o resgate de ações de acionistas dissidentes coloque em risco nossa estabilidade financeira. A Lei Nº 9.457, datada de 5 de maio de 1997, que alterou a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, contém disposições que, entre outras coisas, restringem os direitos de resgate em certos casos e permitem às empresas resgatar suas ações por seu valor econômico, observadas certas exigências. Nosso estatuto social atualmente não prevê que nosso capital social poderá ser resgatado por seu valor econômico e, por conseguinte, qualquer resgate de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas seria efetuado no mínimo pelo valor contábil por ação, determinado com base no último balanço patrimonial aprovado pelos acionistas, ficando estipulado que, caso a assembleia geral que der ensejo a direitos de resgate tenha ocorrido mais de 60 dias a contar da data do último balanço patrimonial aprovado, o acionista terá direito de exigir que suas ações sejam avaliadas com base em novo balanço patrimonial de data que caia no período de 60 dias contados da assembleia geral.

Direitos de Acionistas Minoritários

A Lei Brasileira das Sociedades Anônimas estabelece que aos acionistas que sejam titulares de, no mínimo, 5% das ações representativas do capital social de uma companhia são conferidos, entre outros, os seguintes direitos:

- direito de exigir que os livros da companhia sejam colocados à disposição para exame, sempre que esses acionistas suspeitarem que a legislação brasileira ou o estatuto social da companhia tenha sido violado ou que irregularidades tenham sido cometidas pela administração da companhia;

- direito de convocar assembleias gerais, em certas circunstâncias, sempre que os conselheiros ou diretores da companhia, conforme o caso, deixarem de assim proceder; e

- direito de ajuizar ação de indenização em face dos conselheiros ou diretores, conforme o caso, por perdas e danos causados ao patrimônio da companhia, sempre que for deliberado na assembleia geral que tal pedido de indenização não será apresentado.

Os acionistas minoritários que possuem, individualmente ou em conjunto, nossas ações ordinárias (tendo em vista que pelo menos 10% da totalidade de nossas ações ordinárias são detidas por acionistas minoritários), e também detentores de nossas ações preferenciais têm direito de nomear um membro do Conselho Fiscal e um suplente. Todos os acionistas têm direito de comparecer às assembleias gerais.

A Lei Brasileira das Sociedades Anônimas também prevê que os acionistas minoritários que detêm (i) ações preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade das ações com direito de voto da companhia ou (ii) ações ordinárias representativas de no mínimo 15% do capital social votante da companhia, terão o direito de nomear um membro e um suplente para o conselho de administração. Caso nenhum detentor de ações ordinárias ou preferenciais atenda a esses patamares, os detentores de ações ordinárias ou preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade do capital social terão direito de combinar suas detenções para nomear um membro e um suplente do Conselho de Administração.

Alterações nos Direitos dos Acionistas

Deverá ser realizada uma assembleia geral de acionistas sempre que a Companhia pretender alterar os direitos dos portadores de nossas ações ordinárias ou ações preferenciais. Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, as alterações propostas deverão ser aprovadas pela maioria da classe afetada. Certas alterações relacionadas aos direitos de ações sem direito a voto, incluindo ações preferenciais, tais como alteração no pagamento ou dos direitos de voto, poderão resultar no exercício de direitos de avaliação pelos detentores de ações afetadas.

Fechamento do Capital e Baixa de Registro na Bolsa de Valores de São Paulo

Nossa baixa de registro, como companhia aberta, deverá ser precedida por oferta pública por parte de nossos acionistas controladores ou de nossa própria empresa para aquisição da totalidade de nossas ações à época em circulação, observadas as condições abaixo:

- o preço oferecido pelas ações objeto da oferta pública deverá ser o valor de mercado dessas ações, conforme estabelecido pela Lei Brasileira das Sociedades Anônimas; e

- os acionistas que detiverem mais de dois terços de nossas ações em circulação tenham expressamente concordado com a decisão de nossa empresa de se tornar companhia fechada ou tenham aceitado a oferta.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, o justo preço será pelo menos igual à nossa avaliação, conforme determinado por um ou mais dos seguintes métodos de avaliação: valor contábil, valor contábil líquido avaliado tomando por referência o preço de mercado, fluxo de caixa descontado, múltiplos, preço de nossas ações no mercado ou qualquer outro método de avaliação aceito pela CVM. Esse preço da oferta poderá ser revisado caso seja contestado no prazo de 15 dias a contar de sua publicação por detentores de pelo menos 10% de nossas ações em circulação, mediante solicitação enviada à nossa administração requerendo que seja convocada assembleia geral extraordinária para o fim de decidir se serão pedidas novas avaliações com emprego do mesmo método de

avaliação ou de outro método de avaliação. Nossos acionistas que pedirem nova avaliação e os que aprovarem tal pedido nos reembolsarão pelos custos incorridos caso a nova avaliação seja mais baixa do que a avaliação contestada. Contudo, caso a segunda avaliação seja mais alta, o autor da oferta terá a opção de dar continuidade à oferta com o novo preço ou de retirar a oferta.

Arbitragem

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas e respectiva regulamentação, litígios entre acionistas estarão sujeitos a arbitragem se previsto no estatuto social da sociedade. Atualmente, nosso estatuto social não prevê arbitragem.

Contratos Relevantes

Para informações relativas a contratos relevantes, vide “Item 4. Informações sobre a Companhia” e “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras”.

Controles Cambiais

Não há restrições à titularidade de ações preferenciais ou ações ordinárias por parte de pessoas jurídicas domiciliadas fora do Brasil. No entanto, o direito de V.S.a de converter pagamentos de dividendos e os recursos da venda de ações preferenciais ou ações ordinárias em moeda estrangeira e remeter esses valores para fora do Brasil está sujeito a restrições nos termos da legislação que rege os investimentos estrangeiros que exige, de modo geral, entre outras coisas, que V.S.a registre o investimento junto ao Banco Central e à CVM.

Investimentos em ações preferenciais por meio da propriedade de ADSs preferenciais, ou em ações ordinárias por meio da propriedade de ADSs ordinárias, deverão ser realizados de acordo com o Anexo V da Resolução nº 1.289, conforme alterada, do Conselho Monetário Nacional, também conhecido como Normas do Anexo V. Os investimentos diretos em ações preferenciais mediante o cancelamento de ADSs preferenciais, ou em ações ordinárias mediante o cancelamento de ADSs ordinárias, podem ser realizados por investidores estrangeiros ao amparo da Lei nº 4.131 de 3 de setembro de 1962 ou da Resolução nº 2.689 do Conselho Monetário Nacional, que efetivamente permitem que investidores estrangeiros registrados invistam em praticamente todos os instrumentos do mercado de capitais no Brasil e concedem tratamento fiscal favorável a todos os investidores estrangeiros registrados e habilitados nos termos da Resolução nº 2.689 que não sejam residentes em paraíso fiscal, conforme definição contida na legislação tributária brasileira.

Nos termos da Resolução nº 2.689, os investidores estrangeiros podem investir em quase todos os ativos financeiros e participar de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiro e de capitais brasileiros, contanto que certas exigências sejam atendidas. De acordo com a Resolução nº 2.689, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e demais entidades de investimento coletivo que sejam domiciliados ou tenham sede no exterior.

Os valores mobiliários e demais ativos financeiros detidos pelos investidores enquadrados na Resolução nº 2.689 deverão ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob custódia de entidade devidamente licenciada pelo Banco Central ou pela CVM. Além disso, qualquer transferência de valores mobiliários que sejam mantidos de acordo com a Resolução nº 2.689 deverá ser efetuada por intermédio das bolsas de valores ou mercados de balcão organizados licenciados pela CVM, ressalvada a transferência resultante de reestruturação societária fora do Brasil ou que ocorra quando da morte de investidor estrangeiro por força de lei ou testamento.

Os detentores de ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias que não tenham registrado seu investimento junto ao Banco Central poderiam ser adversamente impactados por atrasos ou recusas na concessão de qualquer aprovação governamental necessária a conversões de pagamentos efetuados em reais e remessas ao exterior desses valores convertidos.

As Normas do Anexo V prevêem a emissão de *depositary receipts* em mercados estrangeiros relativamente a ações de emissores brasileiros. As ADSs preferenciais foram aprovadas nos termos das Normas do Anexo V pelo Banco Central e pela CVM e as ADSs ordinárias foram aprovadas pela CVM (já que a autorização do Banco Central não é mais necessária).

Certificados de registro eletrônico foram emitidos em nome do Citibank, N.A., o banco depositário, relativamente às ADSs preferenciais e às ADSs ordinárias, e são mantidos pela Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., o custodiante brasileiro das ações preferenciais e ações ordinárias por conta do banco depositário. Esses certificados de registro eletrônico são registrados por intermédio do Sistema de Informações do Banco Central. Nos termos dos certificados de registro, o custodiante e o banco depositário são capazes de converter dividendos e demais distribuições ou o produto da venda das ações preferenciais representadas pelas ADSs preferenciais e das ações ordinárias representadas pelas ADSs ordinárias em moeda estrangeira e remeter o respectivo produto para fora do Brasil. Na hipótese de um detentor de ADSs preferenciais permutar essas ADSs preferenciais por ações preferenciais, ou um detentor de ADSs ordinárias permutar essas ADSs ordinárias por ações ordinárias, tal detentor terá direito de continuar se valendo do certificado de registro do banco depositário por cinco dias úteis contados da permuta. Subseqüentemente, o detentor talvez não seja capaz de converter em moeda estrangeira e remeter para fora do Brasil o produto da alienação das ações preferenciais ou as distribuições atinentes às ações preferenciais ou às ações ordinárias, a menos que o detentor seja investidor devidamente habilitado nos termos da Resolução nº 2.689 mediante registro junto à CVM e ao Banco Central e constituição de representante no Brasil. Caso assim seja não registrado, o detentor ficará sujeito a tratamento fiscal no Brasil menos favorável do que um detentor de ADSs preferenciais ou de ADSs ordinárias. Independentemente de habilitação nos termos da Resolução nº 2.689, residentes em paraísos fiscais estão sujeitos a tratamento fiscal menos favorável do que os demais investidores estrangeiros. Vide "– Tributação – Considerações Fiscais Brasileiras".

Nos termos da legislação brasileira em vigor, o Governo Federal poderá impor restrições temporárias à remessa de capital estrangeiro para o exterior na hipótese de sério desequilíbrio ou previsão de sério desequilíbrio da balança de pagamentos do Brasil. Por aproximadamente nove meses em 1989 e início de 1990, o Governo Federal congelou todas as remessas de dividendos e repatriação de capital detidos pelo Banco Central e devidos a investidores estrangeiros, a fim de conservar as reservas cambiais do Brasil. Esses valores foram subseqüentemente liberados de acordo com determinações do Governo Federal. Não podemos lhe garantir que o Governo Federal não imporá restrições similares a repatriações estrangeiras no futuro.

Tributação

O resumo abaixo contém descrição das principais conseqüências de imposto de renda federal dos Estados Unidos e do Brasil relativamente à compra, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias por uma pessoa dos Estados Unidos, conforme definido na Seção 7701(a)(30) do Código Tributário Federal *(Internal Revenue Code*) de 1986, ou o Código, ou por um detentor que, de outro modo, ficará sujeito a imposto de renda federal dos Estados Unidos com base no lucro líquido no que toca a ações preferenciais, ações ordinárias ADSs ou ADSs de ações ordinárias, ao qual nos referimos como detentor norte-americano, não pretendendo, porém, constituir descrição abrangente de todas as considerações fiscais que possam ser relevantes à decisão de adquirir ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias. Em especial, o presente resumo trata somente dos detentores norte-americanos que deterão ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias como bens de capital, não abordando o tratamento fiscal dado a detentores norte-americanos que detêm ou são tratados como detentores de 10% ou mais das ações com direito a voto da Companhia ou que poderão ficar sujeitos a normas fiscais específicas, tais como bancos ou outras instituições financeiras, companhias de seguro, companhias de investimento regulado, corretoras de valores mobiliários ou moedas, negociantes de valores mobiliários que escolham remarcar o mercado, "entidades de transferência" tais como sociedades ou pessoas que deterão ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias como parte de uma operação de *hedging*, operações de venda construtiva, operação envolvendo compra de opções de ações ou de sua conversão em ações, para fins fiscais, bem como pessoas que possuam como moeda funcional outras que não sejam dólares americanos.

O resumo baseia-se na legislação tributária do Brasil e dos Estados Unidos vigente na presente data, a qual está sujeita a alterações com eventual efeito retroativo. Os adquirentes em potencial de ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias são encorajados a consultar seus próprios tributaristas relativamente às conseqüências fiscais brasileiras, norte-americanas ou demais conseqüências fiscais resultantes da compra, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias, incluindo, em especial, o efeito de qualquer legislação tributária estrangeira, estadual ou municipal.

Embora não exista nenhum tratado atualmente em vigor que disponha sobre o imposto de renda entre o Brasil e os Estados Unidos, as autoridades fiscais desses países travaram entendimentos que poderão resultar em tal tratado. Não se pode garantir, entretanto, se ou quando algum tratado passará a vigorar, nem de que maneira afetará os detentores norte-americanos de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias.

Considerações Fiscais Brasileiras

Geral – A explanação a seguir resume as principais conseqüências fiscais brasileiras importantes da aquisição, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias, conforme o caso, por detentor que não seja domiciliado no Brasil, ao qual nos referimos como detentor não brasileiro para efeito de tributação no Brasil. No caso do detentor de ações preferenciais ou de ações ordinárias, presumimos que o investimento esteja registrado junto ao Banco Central. A explanação a seguir não trata de todas as considerações sobre tributos brasileiros aplicáveis a qualquer detentor não brasileiro em particular. Portanto, cada detentor não brasileiro deve consultar seu próprio consultor fiscal relativamente às conseqüências fiscais brasileiras do investimento em nossas ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias.

Tributação de Dividendos – Os dividendos pagos por nossa empresa, incluindo, dividendos na forma de ações e demais dividendos pagos em bens ao depositário com relação às ações preferenciais ou ações ordinárias, ou a detentor não brasileiro com relação às ações preferenciais ou ações ordinárias, atualmente são isentos da retenção de imposto na fonte no Brasil, na medida em que tais dividendos se refiram a lucros obtidos até 1º de janeiro de 1996. Os dividendos referentes a lucro gerado antes de 1º de janeiro de 1996 encontram-se sujeitos a retenção de imposto na fonte a diversas alíquotas, dependendo do ano em que o lucro tenha sido gerado.

Pagamentos de Juros sobre o Capital Próprio – A Lei nº 9.249 datada de 26 de dezembro de 1995, conforme alterada, permite que companhias brasileiras efetuem distribuições aos acionistas de juros sobre o capital próprio. Essas distribuições podem ser pagas em moeda corrente. Esses pagamentos representam despesa dedutível da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social da companhia. Esses juros estão limitados à variação *pro rata die* da taxa de juros de longo prazo do Governo Federal, conforme apurada pelo Banco Central de tempos em tempos, não podendo ultrapassar o que for maior entre:

- 50% do lucro líquido (após a contribuição social sobre lucro líquido e antes das provisões para imposto de renda de pessoa jurídica, e dos montantes atribuídos aos acionistas como juros sobre o capital próprio) referente ao período em que o pagamento seja efetuado; ou

- 50% dos lucros retidos na data do início do período com relação ao qual o pagamento seja efetuado.

Qualquer pagamento de juros sobre o capital próprio aos acionistas (incluindo os detentores de ADSs preferenciais referentes a ações preferenciais e ADSs ordinárias referentes a ações ordinárias) ficará sujeito a retenção de imposto na fonte à alíquota de 15%, ou 25% se o detentor não-brasileiro é domiciliado em jurisdição que não exija imposto de renda ou na qual a alíquota máxima do imposto de renda seja inferior a 20%, ou ainda na qual a legislação local imponha restrições à divulgação da composição societária ou à propriedade de investimentos, ou um Detentor em Paraíso Fiscal. Esses pagamentos poderão ser incluídos, por seu valor líquido, como parte de qualquer dividendo obrigatório.

Em 24 de junho de 2008, a Lei nº 11.727 foi promulgada, e prevê que, a partir de 1 de janeiro de 2009, o conceito de "paraíso fiscal" também incluirá:

(1) jurisdições ou países cuja legislação local imponha restrições ao acesso sobre informações relacionadas à titularidade de ações de uma entidade brasileira ou sobre determinado investimento; e

(2) qualquer "regime fiscal privilegiado". Nos termos da nova lei, um "regime fiscal privilegiado" é um regime fiscal que atenda a qualquer dos seguintes requisitos: (i) não tribute a renda ou a tribute a uma alíquota máxima inferior a 20%; (ii) conceda benefícios fiscais para entidades ou pessoas físicas não-residentes (a) sem requerer atividade econômica substancial na jurisdição desse não-residente, ou (b) na medida em que esse não-residente não conduza atividade econômica substancial na jurisdição na jurisdição desse não-residente; (iii) não tribute a renda gerada no exterior, ou imponha tributos sobre a renda gerados no exterior a uma alíquota máxima inferior a 20%; ou (iv) restrinja a divulgação sobre a titularidade de ativos e direitos de propriedade ou restrinja a divulgação sobre transações econômicas realizadas.

Tendo em vista que a Lei nº 11.727 foi recentemente promulgada, é esperado que a Receita Federal do Brasil emita regulamentações sobre a mesma, e tais regulamentações podem afetar a análise sobre o que constitui um "paraíso fiscal" para fins da regulamentação brasileira.

Especificamente com relação à parte da nova Lei nº 11.727 descrita no item (2) acima, nossos assessores legais brasileiros sugeriram que, apesar de tal parte da lei ser supostamente aplicável apenas à determinação do que constitui um "paraíso fiscal" para fins das regras brasileiras sobre preço de transferência, tendo em vista que diversas regulamentações brasileiras utilizam o conceito de "regime fiscal privilegiado" quando se referem a Jurisdições que sejam Paraísos Fiscais, há uma possibilidade que o conceito de regime fiscal privilegiado possa impactar a definição do que constitui um "paraíso fiscal" para fins das regulamentações brasileiras.

Na medida em que os pagamentos de juros sobre o capital próprio sejam incluídos como parte de dividendo obrigatório, nossa empresa fica obrigada a distribuir valor adicional para assegurar que o valor líquido recebido pelos acionistas, após o pagamento do imposto retido na fonte, seja, no mínimo, igual ao dividendo obrigatório.

As distribuições de juros sobre capital próprio para detentores estrangeiros poderão ser convertidas em dólares dos Estados Unidos e remetidas para o exterior, observados os controles cambiais aplicáveis, contanto que o investimento seja registrado junto ao Banco Central do Brasil,

Não podemos lhe garantir que nosso Conselho de Administração não decidirá que futuras distribuições sejam feitas sob a forma de juros sobre o capital próprio.

Tributação de Ganhos – Nos termos da Lei nº 10.833/03, os ganhos reconhecidos na alienação de ativos localizados no Brasil, tais como nossas ações, por um detentor não-brasileiro, estão sujeitas ao imposto de renda retido na fonte no Brasil. Esta regra é aplicável independentemente da alienação ter ocorrido no Brasil ou no exterior e/ou se a alienação é realizada ou não para uma pessoa física ou entidade residente ou domiciliada no Brasil.

Como regra geral, o ganho de capital auferido em consequência da operação de alienação é a diferença entre o montante auferido na alienação do ativo e o respectivo custo de aquisição.

Ganhos de capital auferidos por detentores não-brasileiros na alienação de ações vendidas em bolsa de valores brasileira (que inclui as transações realizadas em mercado de balcão organizado):

- estão sujeitos a imposto de renda retido na fonte a alíquota zero, se realizada por um detentor não-brasileiro que (i) registrou seu investimento junto ao Banco Central nos termos da regulamentação do Conselho Monetário Nacional do Brasil, ou um Detentor Registrado, e (ii) não é um Detentor em Paraíso Fiscal; e

- estão sujeitos a imposto de renda a uma alíquota de 15% com relação aos ganhos de capital auferidos por um detentor não-brasileiro que seja um Detentor Registrado (incluindo detentores não-brasileiros que se enquadrem aos termos da Lei nº 4.131/62) e ganhos de capital auferidos por Detentores em Paraíso Fiscal que sejam Detentores Registrados. Nesse caso, o imposto de renda retido na fonte a uma alíquota de 0,005% será aplicável e pode ser compensado com qualquer valor de imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Quaisquer outros ganhos auferidos na alienação das ações que sejam alienadas em bolsa de valores no Brasil:

- estão sujeitas a imposto de renda a uma alíquota de 15% quando efetivadas por um detentor não-brasileiro que não seja um Detentor em Paraíso Fiscal, seja um Detentor Registrado ou não; e

- estão sujeitos a imposto de renda a uma alíquota de 25% quando efetivadas por um Detentor em Paraíso Fiscal, seja um Detentor Registrado ou não.

Nos casos acima, se os ganhos estão relacionados a transações realizadas em mercado de balcão não organizado no Brasil com intermediação, o imposto de renda retido na fonte à alíquota de 0,005% também será aplicável e pode ser compensado com qualquer valor de imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Qualquer exercício de direitos de preferência relacionados a ações não estará sujeito a imposto de renda no Brasil. Ganhos auferidos por detentores não-brasileiros na alienação de direitos de preferência estarão sujeitos a imposto de renda no Brasil de acordo com as mesmas regras aplicáveis à alienação de ações.

Não há qualquer garantia de que o atual tratamento favorável aos Detentores Registrados continuará em vigor no futuro.

Venda de ADSs Preferenciais e ADSs Ordinárias por Detentores Americanos para Outros Não Residentes no Brasil – Em conformidade com o artigo 26 da Lei nº 10.833, publicada em 29 de dezembro de 2003, a venda de propriedade localizada no Brasil envolvendo investidores não residentes está sujeita a imposto de renda, a partir de 1º de fevereiro de 2004. Nosso entendimento é que as ADSs não se qualificam como propriedade localizada no Brasil e, assim sendo, não devem ser sujeitas à retenção de imposto no Brasil. Até o momento, tendo em vista que a norma referida no artigo 26 é recente e genérica e não foi analisada por tribunais administrativos ou judiciais, não podemos assegurar o resultado final dessa discussão.

Caso tal entendimento não prevaleça, é importante mencionar que em relação ao custo de aquisição a ser adotado para o cálculo dos referidos ganhos, a lei brasileira possui dispositivos conflitantes em relação à moeda em que tal montante deva ser determinado. O assessor jurídico brasileiro da CEMIG possui a opinião que os ganhos de capital devem ser calculados com base na diferença positiva entre o custo de aquisição das ações preferenciais ou ações ordinárias registrado no Banco Central do Brasil em moeda estrangeira e o valor de alienação de tais ações preferenciais ou ações ordinárias na mesma moeda. Esta opinião está lastreada em um precedente emitido por um órgão administrativo brasileiro. Entretanto, considerando que as autoridades fiscais não estão vinculadas a tal precedente, alguns pronunciamentos foram emitidos adotando o custo de aquisição em moeda brasileira.

Ganhos sobre a *P*ermuta de ADSs *P*referenciais por *A*ções *P*referenciais ou de ADSs *O*rdinárias por *A*ções *O*rdinárias – Apesar de não haver diretrizes regulatórias claras, a permuta de ADSs por ações não deveria estar sujeita à tributação no Brasil. Os detentores não-brasileiros poderão trocar ADSs preferenciais pelas ações preferenciais a estas subjacentes ou ADSs ordinárias por ações ordinárias a estas subjacentes, vender as ações preferenciais ou ações ordinárias em uma bolsa de valores brasileira e remeter os lucros da venda para o exterior dentro de cinco dias úteis a contar da data de permuta (se valendo do registro eletrônico do depositário), sem conseqüências fiscais.

Mediante recebimento das ações preferenciais subjacentes aos ADSs preferenciais ou das ações ordinárias subjacentes aos ADSs ordinárias, os detentores não-brasileiros também podem optar por registrar junto ao Banco Central o valore de tais ações preferenciais ou ações ordinárias em dólares americanos como uma carteira de investimentos estrangeiros, nos termos da Resolução nº 2.689/00, que lhes permite receber o tratamento fiscal mencionado acima para "Tributação de Dividendos".

Alternativamente, os detentores não-brasileiros também poderão registrar o valor dessas ações preferenciais ou ações ordinárias em dólares americanos junto ao Banco Central como um investimento estrangeiro direto, nos termos da Lei 4.131/62, em cujo caso a respectiva venda seria sujeita ao tratamento fiscal referido na seção "Detentores Não-Brasileiros Ordinários".

Ganhos sobre a Permuta de Ações Preferenciais por ADSs Preferenciais ou de Ações Ordinárias por ADSs Ordinárias – O depósito de ações preferenciais em permuta pelas ADSs preferenciais ou de ações ordinárias por ADSs ordinárias poderá ficar sujeito a imposto de renda no Brasil sobre ganhos de capital, caso o valor anteriormente registrado junto ao Banco Central como investimento estrangeiro em ações preferenciais ou ações ordinárias ou, no caso de outros investidores de mercado nos termos da Resolução nº 2.689, o custo de aquisição das ações preferenciais ou das ações ordinárias, conforme o caso, seja inferior:

- ao preço médio por ação preferencial ou ações ordinárias em bolsa de valores Brasileira em que o maior volume dessas ações preferenciais ou ações ordinárias tenha sido vendido no dia do depósito; ou

- caso nenhuma ação preferencial tenha sido vendida nesse dia, ao preço médio em bolsa de valores Brasileira em que o maior volume de ações preferenciais ou ações ordinárias tenha sido vendido nos 15 pregões anteriores.

A diferença entre o valor anteriormente registrado ou o custo de aquisição, conforme o caso, e o preço médio das ações preferenciais ou ações ordinárias, calculado conforme acima estipulado, é considerada ganho de capital sujeito a imposto de renda à alíquota de 15% ou 25% para Detentores em Paraísos Fiscais.

Tributação de Operações de Câmbio – A legislação brasileira impõe uma Tributação de Operações de Câmbio, ou IOF, sobre a conversão de reais em moeda estrangeira ou vice-versa. Atualmente, a alíquota da IOF para praticamente todas as transações cambiais é 0,38%. No caso de transações realizadas na bolsa ou de acordo com as normas do Conselho Monetário Brasileiro, a alíquota é zero. Em qualquer caso, o Governo Federal Brasileiro pode aumentar a alíquota a qualquer momento, até 25%. No entanto, qualquer aumento em tais impostos somente será aplicável a transações futuras.

Tributação de Operações relativas a Títulos e Valores Mobiliários – A legislação brasileira impõe uma Tributação de Operações relativas a Títulos e Valores Mobiliários, ou IOF/Bonds Tax, incluindo aquelas realizadas em bolsas de valores brasileiras. A alíquota de IOF aplicável às transações envolvendo ações (ações preferenciais, ADSs preferenciais, ações ordinárias e ADSs ordinárias) é atualmente zero, embora o Ministério da Fazenda possa aumentar tal alíquota para até 1,5% ao dia, mas somente aplicável a transações futuras.

Outros Impostos Brasileiros – Alguns estados brasileiros impõem de impostos sobre herança ou doação feita por pessoas físicas ou jurídicas não domiciliadas ou residentes no Brasil a pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas ou residentes nesses estados. Não há nenhuma taxa de selo, emissão, registro, tampouco impostos ou tarifas similares brasileiros a serem pagos por detentores de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias.

Considerações sobre Impostos Norte-Americanos

Via de regra, para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, detentores de ADRs que evidenciem ADSs serão tratados como titulares das ações ordinárias ou ações preferenciais representadas pelas ADSs em questão.

Tributação de Distribuições – As distribuições relativas às ações ou às ADSs (que não as distribuições por resgate das ações, sujeitas ao Artigo 302(b) do Código, ou por liquidação da Companhia), na medida em que efetuadas a partir de lucros acumulados ou atuais da Companhia conforme apurados nos termos dos princípios do imposto de renda federal dos Estados Unidos, constituirão dividendos. Se tais lucros serão ou não suficientes para todas essas distribuições às ações ou ADSs se qualificarem como dividendos para fins do imposto de renda federal dos Estados Unidos, dependerá da lucratividade futura da Companhia e de outros fatores, muitos deles fora do controle da Companhia. À medida que tal distribuição exceda o valor dos lucros da Companhia, ela será tratada como retorno de capital não tributável na medida do volume das ações ou ADSs do detentor norte-americano e, subseqüentemente, como ganho de capital (contanto que as ações ou ADSs sejam detidas como bens de capital). Conforme empregado abaixo, o termo "dividendo" significa distribuição que constitui dividendo para fins do imposto de renda federal dos Estados Unidos. Os dividendos em dinheiro (incluindo os valores retidos com relação a impostos brasileiros) pagos (i) às ações poderão, de modo geral, ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo detentor norte-americano; ou (ii) às ações representadas por ADSs poderão, de modo geral, ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo banco depositário e, em qualquer das hipóteses, não são passíveis da dedução por dividendos recebidos facultada a companhias. Os dividendos pagos em reais poderão ser incluídos na receita de detentor norte-americano em valor em dólares dos Estados Unidos calculado com base na taxa de câmbio vigente no dia em que sejam recebidos pelo detentor norte-americano, no caso de ações, ou pelo banco depositário, no caso de ações representadas por ADSs.

Se os dividendos pagos em reais forem convertidos em dólares dos Estados Unidos no dia em que forem recebidos pelo detentor norte-americano ou pelo banco depositário, conforme o caso, os detentores norte-americanos, de modo geral, não ficarão obrigados a reconhecer ganho ou perda cambial relativamente à receita de dividendos. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais relativamente ao tratamento de qualquer ganho ou perda cambial, caso quaisquer reais recebidos pelo detentor norte-americano ou pelo banco depositário não sejam convertidos em dólares dos Estados Unidos na data de recebimento, bem como relativamente às conseqüências fiscais resultantes do recebimento de quaisquer reais adicionais do custodiante em função da inflação brasileira.

Os dividendos constituirão, de modo geral, receita de fonte estrangeira e geralmente irá constituir uma "categoria de receita passiva" ou, no caso de certos detentores norte-americanos, uma "categoria geral de receita" para fins de crédito fiscal estrangeiro. Na hipótese de ser exigida a retenção na fonte de impostos brasileiros sobre tais dividendos, esses impostos poderão ser tratados como imposto de renda estrangeiro, observadas as limitações e condições geralmente aplicáveis nos termos da legislação do imposto de renda federal dos Estados Unidos, para fins

de crédito em face do passivo de imposto de renda federal dos Estados Unidos de detentor norte-americano (ou à opção de detentor norte-americano, poderá ser deduzido no cálculo da receita tributável). O cálculo e a disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros e, no caso de um detentor norte-americano que opte por deduzir impostos estrangeiros, a disponibilidade de deduções, envolvem a aplicação de normas que dependem de circunstâncias específicas de cada detentor norte-americano. Na hipótese de ser exigida a retenção na fonte de impostos brasileiros, os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais quanto à disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros relativamente a impostos brasileiros retidos na fonte.

Distribuições a detentores norte-americanos de "ações ordinárias" adicionais ou de direitos de preferência atinentes a essas "ações ordinárias", relativamente às suas ações ordinárias ou ADSs ordinárias que façam parte de distribuição proporcional a todos os acionistas da Companhia não serão, de modo geral, tratadas como receita de dividendos para fins do imposto de renda federal dos Estados Unidos, porém poderiam ensejar ganho tributável adicional de fonte norte-americana quando da venda de tais ações adicionais ou direitos de preferência. Distribuições não rateadas de tais ações ou direitos em geral poderiam ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano na mesma extensão e da mesma forma que as distribuições a serem pagas em dinheiro. Nessa hipótese, o valor de tal distribuição (e a base das novas ações ou direitos de preferência assim recebidos) equivalerá, de modo geral, ao valor de mercado das ações ou dos direitos de preferência na data de distribuição. Não está totalmente claro se as ações preferenciais serão tratadas como "ações preferenciais" ou "ações ordinárias" para este propósito. Se as ações preferenciais forem tratadas como "ações ordinárias" para estes propósitos o tratamento acima seria utilizado para distribuições de ações e direitos de preferência relativos a ações preferenciais ou ADSs preferenciais. Por outro lado. Se as ações forem tratadas como "ações preferenciais" uma distribuição de ações adicionais ou direitos de preferência seriam incluídos na receita bruta da mesma forma que uma distribuição em dinheiro independentemente de tal distribuição ser considerada uma distribuição não rateada.

Os detentores de ações ou ADSs que não sejam detentores norte-americanos, de modo geral, não ficarão sujeitos a imposto de renda federal ou a retenção de imposto na fonte incidente sobre dividendos recebidos com relação a ações ou ADSs, a menos que essa receita esteja efetivamente ligada à condução de negócio nos Estados Unidos por parte do detentor.

Receita de Dividendo Qualificada – Não obstante as disposições precedentes, certos dividendos recebidos por detentores norte-americanos pessoas físicas que constituam "receita de dividendo qualificada" atualmente poderão estar sujeitos à alíquota marginal máxima reduzida de imposto de renda federal dos Estados Unidos. Receita de dividendo qualificada inclui, de modo geral, entre outros dividendos, dividendos recebidos durante o exercício de "companhias estrangeiras qualificadas". Via de regra, as companhias estrangeiras são tratadas como companhias estrangeiras qualificadas relativamente a qualquer dividendo pago pela companhia no tocante a ações da companhia que sejam prontamente negociáveis em mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos. Para esse fim, uma ação é tratada como prontamente negociável em mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos se um ADR lastreado por tal ação for assim negociado.

Não obstante essa regra precedente, os dividendos recebidos de companhia estrangeira que seja companhia de investimento estrangeiro passivo (conforme definição contida no artigo 1297 do Código), em qualquer exercício da companhia em que o dividendo tenha sido pago ou no exercício anterior, não constituirão receita de dividendo qualificada. Além disso, o termo "receita de dividendo qualificada" não incluirá, entre outros dividendos, quaisquer (i) dividendos em relação a qualquer ação ou ADS que seja detida por um contribuinte por 60 dias ou menos durante o prazo de 120 dias com início na data que seja 60 dias antes da data em que tal ação ou ações que lastreiam a ADS se tornarem inelegíveis para dividendos relativamente a tais dividendos (conforme apurado de acordo com o artigo 246(c) do Código); ou (ii) dividendos, à medida que o contribuinte tenha a obrigação (seja por força de venda a descoberto ou a outro título) de efetuar pagamentos correlatos a posições detidas em bens substancialmente similares ou correlatos. Além disso, aplicam-se regras especiais na determinação de limitação de crédito fiscal estrangeiro de contribuinte de acordo com o artigo 904 do Código no caso de receita de dividendo qualificada.

Os detentores norte-americanos pessoas físicas deverão consultar seus próprios consultores fiscais para determinar se os valores recebidos a título de dividendos de nossa empresa constituirão ou não receita de dividendo qualificada sujeita à alíquota marginal máxima reduzida de imposto de renda federal dos Estados Unidos e, nessa hipótese, o eventual efeito sobre o crédito fiscal estrangeiro do detentor norte-americano pessoa física.

Tributação de Ganhos de Capital – Os depósitos e retiradas de ações por detentores norte-americanos em permuta por ADSs não resultarão em realização de ganho ou perda para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos.

O ganho ou perda realizado por detentor norte-americano na venda, resgate ou outra alienação de ações ou ADSs ficará sujeito a imposto de renda federal dos Estados Unidos como ganho ou perda de capital em valor igual à diferença entre o custo de aquisição corrigido das ações ou ADSs do detentor norte-americano e o valor realizado na alienação. O ganho realizado por detentor norte-americano em venda, resgate ou outra alienação de ações ou ADSs, incluindo o ganho decorrente da redução do custo de aquisição corrigido das ações ou ADSs do detentor norte-americano em razão de a distribuição ser tratada como retorno de capital e não como dividendo, de modo geral, será tratado como receita de fonte norte-americana para fins de crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos.

Caso imposto retido na fonte ou imposto de renda brasileiro for exigido na venda ou alienação de ações ou ADSs, conforme descrito em "—Tributação — Condições Fiscais Brasileiras", o valor realizado por detentor norte-americano incluirá o valor bruto dos recursos dessa venda ou alienação antes da dedução do imposto retido na fonte brasileiro ou imposto de renda brasileiro, se aplicáveis. A disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros dos Estados Unidos para esses impostos brasileiros e quaisquer impostos brasileiros exigidos em distribuições que não constituam dividendos para fins de imposto dos Estados Unidos está sujeito a certas limitações e envolve a aplicação de regras que dependem de circunstâncias específicas de um detentor norte-americano. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais quanto à aplicação das regras de crédito fiscal estrangeiro a seu investimento em ações preferenciais ou ADSs e à alienação de ações ou ADSs.

Um detentor de ações ou ADSs que não seja detentor norte-americano não ficará sujeito a imposto de renda federal dos Estados Unidos ou imposto de retenção na fonte sobre ganho realizado na venda de ações ou ADSs, a menos que (i) tal ganho esteja efetivamente ligado à condução de transação ou negócio nos Estados Unidos por parte do detentor; ou (ii) no caso de ganho realizado por detentor pessoa física, se o detentor tenha permanecido nos Estados Unidos por 183 dias ou mais no exercício em que ocorreu a venda e certas outras condições tenham sido atendidas.

Prestação de Informações e Retenção na Fonte – As exigências de prestação de informações aplicar-se-ão, de modo geral, a detentores norte-americanos de ADSs e detentores norte-americanos deverão estar de acordo com os procedimentos de certificação aplicáveis para demonstrar que eles não estarão sujeitos a garantir retenções. Os detentores de ADSs que não sejam detentores norte-americanos poderão ser obrigados a observar os procedimentos de certificação aplicáveis a fim de estabelecer que não são pessoas norte-americanas evitando, assim, a aplicação das exigências de prestação de informações e de retenção na fonte dos Estados Unidos.

Dividendos e Agentes de Pagamento

Nossa empresa paga dividendos sobre ações preferenciais nos valores e da forma estipulada no "– Item 8 Informações Financeiras — Política e Pagamento de Dividendos". Pagaremos dividendos quanto às ações preferenciais representadas por ADSs preferenciais ou ações ordinárias representadas por ADSs ordinárias ao custodiante por conta do banco depositário, na qualidade de titular registrado das ações preferenciais representadas por ADSs preferenciais ou das ações ordinárias representadas por ADSs ordinárias. Assim que viável, após o recebimento dos dividendos pagos por intermédio do Citibank N.A. ao custodiante, este converterá esses pagamentos em dólares dos Estados Unidos e remeterá esses valores ao banco depositário para pagamento aos detentores de ADSs preferenciais ou de ADSs ordinárias na proporção da titularidade de cada um deles.

Disponibilização de Documentos

Nossa empresa está sujeita às exigências de prestação de informações do *Securities Exchange Act* de 1934, conforme alterado, ou o *Exchange Act*. De acordo com essas exigências, arquivamos relatórios e outras informações perante a SEC. Esses materiais, incluindo este relatório anual e respectivos anexos, poderão ser examinados e copiados na Sala de Consulta Pública da SEC em 100 Fifth Street, N.E., Sala 158, Washington, D.C. 20549. As cópias dos materiais poderão ser obtidas na Sala de Consulta Pública da SEC mediante pagamento das taxas estabelecidas. O público poderá obter informações a respeito do funcionamento da Sala de Consulta Pública da SEC entrando em contato com a SEC, nos Estados Unidos, através do telefone 1-800-SEC-0330. Além disso, cópias dos anexos que acompanham o presente relatório anual poderão ser examinadas em nossa sede, na Avenida Barbacena, 1200, 30190-131, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

Seguros

Nós possuímos apólices de seguro para cobertura de danos ao edifício onde se localiza a nossa sede, às turbinas, geradores e transformadores de nossas principais usinas e subestações causados por incêndio e riscos tais como falha de equipamentos. Não possuímos seguro geral de responsabilidade civil para terceiros para a cobertura de acidentes e não solicitamos propostas para esse tipo de seguro. Poderemos, no entanto, contratar no futuro esse tipo de seguro. Além disso, não solicitamos propostas ou possuímos coberturas de seguro contra catástrofes de grandes proporções que afetem nossas instalações, tais como terremotos e inundações ou falhas do sistema operacional. Não possuímos cobertura de seguro para risco de interrupção do negócio, o que significa que os danos sofridos por nossa empresa e os conseqüentes danos sofridos por nossos clientes em decorrência de interrupção no fornecimento de energia geralmente não estão cobertas pelo nosso seguro e poderemos estar sujeitos a prejuízos significativos. Vide “Item 3 – Informações Chave – Fatores de Risco – Riscos Relativos à CEMIG - Operamos sem apólices de seguro de responsabilidade civil para terceiros e de riscos de catástrofe.”

Acreditamos que, como contratarmos seguro contra incêndio e risco operacional, nossa cobertura de seguro estará em num nível que é usual no Brasil para o tipo de negócio que conduzimos.

Dificuldades em Impor Responsabilidade Civil a Pessoas que não sejam Norte-Americanas

Somos uma sociedade de economia mista pública constituída segundo as leis brasileiras. Todos os nossos diretores e conselheiros residem atualmente no Brasil. Além disso, praticamente todos os nossos ativos estão localizados no Brasil. Como conseqüência, será necessário que os detentores de ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias cumpram com a lei brasileira a fim de obter uma sentença executável contra nossos diretores executivos, conselheiros ou nossos ativos. Pode não ser possível para os detentores de ADSs preferenciais ou ADSs ordinárias efetivar a citação de nossos diretores e conselheiros dentro dos Estados Unidos, ou executar nos Estados Unidos, sentenças contra estas pessoas obtidas em tribunais dos Estados Unidos com base em responsabilidade civil dessas pessoas, incluindo quaisquer sentenças que tenham como fundamento as leis federais de valores mobiliários dos Estados Unidos, na medida em que essas sentenças excedam os ativos norte-americanos dessas pessoas. Nossos advogados brasileiros, Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados, nos aconselharam no sentido que sentenças prolatadas pelos tribunais dos Estados Unidos relacionadas à responsabilidade civil com fundamento na lei de valores mobiliários dos Estados Unidos poderão ser, observadas as exigências indicadas abaixo, executadas no Brasil. Uma sentença contra nossa empresa ou às pessoas descritas acima obtida fora do Brasil transitada em julgado está sujeita a homologação pelo Superior Tribunal de Justiça do Brasil. A homologação ocorrerá se a sentença estrangeira:

- cumpra todas as formalidades exigidas para sua execução nos termos das leis do país no qual tiver sido proferida a sentença estrangeira;
- tiver sido prolatada por tribunal competente após citação válida, em conformidade com a Lei brasileira;
- não esteja sujeita a recurso;
- se referir a pagamento de quantia certa;
- seja autenticada por um oficial do consulado brasileiro no país em que for proferida a sentença estrangeira e estiver acompanhada de tradução juramentada para o português; e
- não seja contrária à soberania nacional, aos princípios de ordem pública ou aos bons costumes brasileiros.

Não podemos garantir a V.S.a que o processo de homologação descrito acima será conduzido em tempo hábil ou que os tribunais brasileiros executarão sentença pecuniária por violação das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos em relação às ADSs preferenciais e às ações preferenciais representadas pelas ADSs preferenciais ou as ADSs ordinárias e as ações ordinárias representadas pelas ADSs ordinárias.

Os advogados brasileiros nos informaram, além disso, que:

- ações originárias fundadas nas leis de valores mobiliários federais dos Estados Unidos poderão ser instauradas em tribunais brasileiros e que, sujeito a ordem pública e a soberania nacional do Brasil,

os tribunais brasileiros vão imputar responsabilidade civil em face da nossa empresa e nossos administradores nesses tipos de ações; e

- a capacidade de um exeqüente ou das demais pessoas mencionadas acima de cumprir sentença por meio da penhora de nossos ativos ou dos ativos dos acionistas vendedores está limitada pelas disposições da legislação brasileira.

O autor da ação (brasileiro ou não-brasileiro) que resida fora do Brasil durante o andamento do processo no Brasil deverá prestar caução para cobrir as custas judiciais e honorários advocatícios caso não possua nenhum imóvel no Brasil que possa garantir o pagamento das referidas despesas. A caução deverá ter valor suficiente para cobrir o pagamento das custas judiciais e dos honorários dos advogados do réu, conforme decidido por juiz brasileiro. Esta exigência não se aplica ao procedimento de execução de sentença estrangeira que tenha sido homologada pelo Superior Tribunal de Justiça brasileiro.

Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado

Estamos expostos a risco de mercado decorrente de alterações das taxas de câmbio e das taxas de juros.

Estamos expostos a risco cambial uma vez que alguns de nossos empréstimos e financiamentos estão denominados em outras moedas (principalmente o dólar dos Estados Unidos) que não a moeda em que auferimos nossas receitas (o real). Apesar do fato de nossas compras de energia elétrica de Itaipu, que representaram R$1.000 milhões em 2008, estarem denominadas em dólares dos Estados Unidos, os efeitos do respectivo risco cambial não é mais refletido em nossas receitas e despesas operacionais em virtude das mudanças na legislação tarifária em 2001, que permite que concessionárias de energia elétrica, tais como a nossa, registrem os perdas cambiais relacionadas às compras de Itaipu como ativo diferido regulatório. Vide "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Estimativas Críticas Contábeis".

Risco Cambial

Em 31 de dezembro de 2008, aproximadamente 6,8% de nossa dívida em aberto, ou R$445 milhões, encontravam-se denominados em moedas estrangeiras, sendo que, desse montante, aproximadamente 70,8%, ou R$315 milhões, encontravam-se denominados em dólares dos Estados Unidos. Nossa empresa não possui receitas significativas denominadas em quaisquer moedas estrangeiras e, em virtude da legislação que exige que nossa empresa mantenha os recursos excedentes depositados em contas denominadas em reais junto a bancos brasileiros, nossa empresa não possui ativos monetários denominados em moedas estrangeiras.

Em 2008, utilizamos instrumentos financeiros tais como *swaps* de taxas de juros com o fim de proteger nossa exposição à taxa de câmbio. A finalidade dos *swaps* foi reduzir nossa exposição à taxa de juros original de certos financiamentos, passando de uma taxa de juros calculada com base na taxa de câmbio dólar dos Estados Unidos/real para uma taxa de juros calculada com base na taxa CDI. Vide Notas Explicativas 2(d), 14, 22, 24 e 25 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em 2009, a perda em potencial que sofreríamos no caso de desvalorização hipotética de 20% do real contra o dólar dos Estados Unidos e outras moedas seria de aproximadamente R$56 milhões, referentes principalmente a empréstimos e financiamentos e principalmente em razão do aumento da nossa despesa financeira denominada em reais, que seria refletida na nossa demonstração do resultado. Em 2009, desvalorização hipotética de 20% do real frente ao dólar dos Estados Unidos acarretaria saída de caixa anual adicional de aproximadamente R$241,8 milhões, refletindo o aumento de custo em reais do serviço de nossos endividamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures denominados em moeda estrangeira e o aumento das compras de energia de Itaipu. Esta análise de sensibilidade pressupõe concomitante flutuação desfavorável de 20% em cada uma das taxas de câmbio que afetam as moedas estrangeiras em que nossa dívida, as respectivas despesas financeiras e as despesas relacionadas à aquisição de energia de Itaipu encontram-se denominadas. Esta análise de sensibilidade também pressupõe que a flutuação desfavorável da taxa de câmbio que afeta a aquisição de energia de Itaipu afetaria os pagamentos anuais, porém não afetaria a despesa registrada na demonstração do resultado, uma vez que a despesa cambial adicional seria registrada como ativo diferido regulatório.

As tabelas abaixo evidenciam informações resumidas de nossa exposição aos riscos cambiais em 31 de dezembro de 2008:

	R$ (milhões)
Dólar dos Estados Unidos	
Financiamentos	315
Menos derivativos contratados	(63)
	252
Iene Japonês	
Financiamentos	100
Menos derivativos contratados	(100)
	-
Outras moedas	
Financiamentos	30
Passivo Líquido exposto a risco cambial	282

Risco de Taxa de Juros

Em 31 de dezembro de 2008, tínhamos empréstimos e financiamentos em aberto no valor de R$6.511 milhões, dos quais aproximadamente R$5.787 milhões estavam sujeitos a juros a taxas flutuantes. Desse valor de R$5.787 milhões, R$5.696 milhões estão sujeitos a correção monetária por meio da aplicação de índices de inflação estabelecidos pelo Governo Federal, principalmente o IGP-M, e R$91 milhões estão sujeitos principalmente à LIBOR.

Em 31 de dezembro de 2008, possuíamos passivos, líquidos de outros recursos, sobre os quais incidiam juros a taxas flutuantes no valor de R$1.265 milhões. Esses ativos consistiam principalmente de nossa conta de recebíveis do Governo Estadual e ativos regulatórios diferidos, parcialmente compensados por obrigações da CCEE, sobre as quais incidiam juros a taxas atreladas ao IGP-DI e à SELIC, respectivamente, conforme mostra o sumário apresentado nas tabelas abaixo. Uma hipotética, instantânea e desfavorável mudança de 100 pontos bases na taxa de juros aplicáveis a taxas flutuantes de ativos e passivos financeiros realizada em 31 de dezembro de 2008 resultaria em uma perda potencial de R$12,65 milhões a ser registrada como um gasto financeiro em nossos relatórios financeiros consolidados.

Total da Carteira de Endividamento

	R$ (milhões)
Dívida de taxa flutuante:	
Denominada em reais	5.696
Denominada em moeda estrangeira..........	91
	5.787
Dívida de taxa fixa:	
Denominada em moeda estrangeira..........	354
Total.	6.141

	Total da Carteira Taxa flutuante (R$ milhões)
Ativo:	
Caixa e equivalentes	1.798
Conta a receber do Governo Estadual	1.801
Ativos regulatórios diferidos	1.086
Total	4.685
Passivo:	
Conta a pagar a fornecedores - pagamento a gerador por energia adquirida na CCEE	-
Financiamentos (Taxa Flutuante)	(5.787)

Instrumentos derivativos [1].................................	(163)
Total do passivo...	5.950
Total	(1.265)

(1) Swaps destinados a reduzir nossa exposição à taxa de juros original de certos financiamentos, passando de uma taxa de juros calculada com base na taxa de câmbio dólar dos Estados Unidos/real para uma taxa de juros calculada com base na taxa CDI.

Item 12. Descrição de Outros Valores Mobiliários além das Ações

Não Aplicável.

PARTE II

Item 13. Inadimplementos, Dividendos em Atraso e Mora

Determinados compromissos financeiros e contratos de financiamento da CEMIG exigem a observância de índices financeiros que requerem que nós mantenhamos coeficientes financeiros, calculados de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas. Em 31 de dezembro de 2008, estávamos de acordo com tais índices.

Item 14. Modificações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários e Destinação de Recursos

Não aplicável.

Item 15. Controles e Procedimentos

(a) Avaliação de Controles e Procedimentos de Divulgação

Nossos Diretores, incluindo nosso Diretor Presidente, ou Presidente, e nosso Diretor de Finanças, Participações e de Relação com Investidores, ou Diretor Financeiro, avaliaram a eficácia de nossos controles e procedimentos de divulgação, e concluíram que em 31 de dezembro de 2008, esses controles e procedimentos foram eficazes para fornecer razoável certeza de que as informações a serem divulgadas nos nossos arquivamentos e registros nos termos do *Exchange Act* são (i) registradas, processadas, sumarizadas e reportadas nos períodos determinados nas regras e formulários da SEC e (ii) acumuladas e comunicadas para a nossa administração, inclusive o nosso Presidente e nosso Diretor Financeiro, conforme adequadas para permitir decisões em tempo hábil em relação à divulgação exigida.

(b) Relatório Anual dos Gerentes sobre Controles Internos sobre Relatórios Financeiros

Nossa diretoria, inclusive nosso Presidente e nosso Diretor Financeiro, é responsável pelo estabelecimento e manutenção do sistema de controles internos sobre relatórios financeiros.

Nossos controles internos sobre nossos relatórios financeiros incluem políticas e procedimentos que foram implementados para fornecer segurança razoável em relação (i) à confiabilidade dos registros das informações contábeis e financeiras; (ii) à preparação de registros contábeis de acordo com os USGAAP; (iii) ao processamento de pagamentos e recebimentos de acordo com autorização da administração; e (iv) à detecção tempestiva de aquisições inapropriadas, e da alienação ou distribuição de ativos materiais. Nós enfatizamos que, devido às suas limitações inerentes, existe a possibilidade de que essas ações possam não prevenir ou detectar demonstrações falhas. Também, projeções de qualquer avaliação da efetividade dos controles internos sobre relatórios financeiros para períodos futuros estão sujeitas aos riscos de que controles possam se tornar inadequados por causa de mudanças em condições, ou grau de confiabilidade com as políticas ou procedimentos pode declinar.

Nossa administração avaliou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2008, baseado no critério estabelecido em Estrutura de Controles Internos Integrados especificada pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*, ou COSO, e concluímos que, para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2008, nosso sistema de controles internos sobre relatórios financeiros é efetivo.

A firma de auditores públicos independentes da Companhia que auditou as nossas demonstrações financeiras consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2008, a KPMG Auditores Independentes, auditou

a eficácia dos controles internos sobre relatórios financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2008 e emitiu um atestado, incluído a seguir.

O Comitê de Ética

Nosso Comitê de Ética foi estabelecido em 12 de agosto de 2004, e é composto de três membros permanentes e três membros suplentes. É responsável pela gestão, interpretação, disseminação, aplicação e atualização do Código de Condutas Profissionais.

O Comitê recebe e investiga todos os relatos de violação aos princípios de ética e padrões de conduta, desde que apresentados em um documento escrito assinado pela parte interessada e destinado a: CEMIG, Av. Barbacena 1200, SA/17° andar/B2, e acompanhado por prova que evidencie. O Comitê também pode ser contatado pelo e-mail comissaodeetica@cemig.com.br.

Em dezembro de 2006, implementamos o Canal de Denúncia Anônima, disponível em nosso *website.* O propósito deste programa é de receber, encaminhar e processar acusações de práticas irregulares, como fraude financeira, apropriação indevida de ativos, recebimento de vantagens indevidas, e a realização de contratos ilegais. Esse canal representa o objetivo da Companhia de melhorar a transparência, correção de comportamentos antiéticos ou ilegais e o melhoramento da governança corporativa, assim como ser um instrumento que atende os requisitos da Lei *Sarbanes-Oxley*.

(c) Atestado da Firma de Auditoria Registrada

Parecer dos auditores independentes (ICOFR)

(Tradução do relatório original em inglês referente às demonstrações financeiras consolidadas elaboradas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América)

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG
Belo Horizonte – MG, Brasil

Examinamos os controles internos sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG ("Companhia") em 31 de dezembro de 2008, com base nos critérios estabelecidos na Estrutura Integrada de Controles Internos (*Internal Control – Integrated Framework*) emitida pelo Comitê de Organizações Patrocinadoras (COSO) da Comissão *Treadway*. A Administração da Companhia é responsável por manter controles internos eficazes sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras e pela avaliação da eficácia dos controles internos sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras, incluída no "Relatório Anual da Administração Sobre Controles Internos sobre Demonstrações Financeiras". Nossa responsabilidade é expressar uma opinião sobre os controles internos da Companhia sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras com base em nosso exame.

Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas estabelecidas pelo Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas nos Estados Unidos da América (*PCAOB – Public Company Accounting Oversight Board*). Estas normas requerem que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que foram mantidos, em todos os aspectos materiais, controles internos eficazes sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras. Nossa auditoria compreendeu a obtenção de um entendimento sobre os controles internos sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras, avaliação do risco de existência de uma fraqueza material, e teste e avaliação do desenho e da eficácia operacional dos controles internos, baseado na avaliação de risco. Nosso exame também incluiu a realização de outros procedimentos que consideramos necessários nas circunstâncias. Acreditamos que nosso exame proporcionou uma base adequada para emitirmos nossa opinião.

Um controle interno sobre a preparação das demonstrações financeiras da Companhia é um processo desenhado para garantir segurança razoável quanto à confiabilidade do processo de preparação das demonstrações financeiras para fins externos, de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Os controles internos sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras incluem as políticas e os procedimentos que (1) relacionam-se à manutenção de registros que, com detalhe razoável, possam refletir com exatidão e satisfatoriamente as transações e destinações dos ativos da Empresa; (2) proporcionam razoável segurança de que as transações são registradas

conforme necessário para permitir a preparação das demonstrações financeiras de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que os recebimentos e gastos da Companhia sejam feitos somente com as autorizações da administração e dos diretores da Companhia; e (3) proporcionam segurança razoável relativa à prevenção ou à detecção tempestiva de aquisição, uso ou destinação não autorizados dos ativos da Companhia, que possam ter um efeito significativo sobre as demonstrações financeiras consolidadas.

Devido às suas limitações inerentes, os controles internos sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras podem não evitar ou detectar erros. Da mesma forma, projeções de qualquer avaliação de eficácia para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam tornar-se inadequados devido a mudanças nas condições, ou devido ao fato de que o grau de conformidade com as políticas ou procedimentos pode se deteriorar.

Em nossa opinião, a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG mantiveram, em todos os aspectos relevantes, controles internos eficazes sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2008, com base nos critérios estabelecidos na Estrutura Integrada de Controles Internos emitida pelo COSO.

Adicionalmente, examinamos, de acordo com as normas do Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas dos Estados Unidos da América (*PCAOB - Public Company Accounting Oversight Board*), os balanços patrimoniais consolidados da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e controladas em 31 de dezembro de 2008 e 2007, e as respectivas demonstrações consolidadas de resultados e de resultados abrangentes, das mutações do patrimônio líquido, e dos fluxos de caixa para os exercícios findos naquelas datas, e nosso parecer de 18 de junho de 2009 expressou uma opinião sem ressalva sobre tais demonstrações financeiras consolidadas.

Belo Horizonte, Brasil
18 de junho de 2009

KPMG Auditores Independentes

(d) Mudanças no Controle Interno sobre Relatórios Financeiros

Não houve mudança em nosso controle interno sobre relatórios financeiros durante o ano finalizado em 31 de dezembro de 2008 que afetou de maneira importante, ou é razoavelmente provável que afete de maneira importante, nosso controle interno sobre relatório financeiro.

Item 16A. Perito Financeiro do Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como comitê de auditoria para os fins da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002. Segundo a Seção 10A-3 das normas da SEC sobre comitês de auditoria de companhias listadas, emissores não norte-americanos têm permissão para não ter um Comitê de Auditoria separado formado de membros independentes se houver um Conselho Fiscal estabelecido e escolhido de acordo com as normas legais de seu país de origem, expressamente requerendo ou permitindo que tal conselho siga certas obrigações. Também segundo esta exceção, um Conselho Fiscal pode exercer as obrigações e responsabilidades de um Comitê de Auditoria dos Estados Unidos, até o limite permitido pela legislação brasileira. Os peritos financeiros de nosso Conselho Fiscal são Luiz Otávio Nunes West e Ari Barcelos da Silva.

Item 16B. Código de Ética

Adotamos um código de ética, conforme definido no Item 16B do Formulário 20-F ao amparo do *Exchange Act*. Nosso código de ética aplica-se ao nosso Diretor Presidente, Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores e às pessoas que desempenham funções similares, bem como aos nossos conselheiros e demais diretores e empregados. Nosso código de ética foi arquivado junto à SEC como Anexo 11 de nosso Relatório Anual do Formulário 20-F do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003, e também está disponível em nosso site www.cemig.com.br. Se alterarmos as disposições do nosso código de ética que se aplicam ao nosso Diretor Presidente, Diretor de Finanças, Participações e de relações com Investidores e às pessoas que desempenham funções similares, ou se procedermos a qualquer dispensa de tais disposições, divulgaremos tal alteração ou dispensa dentro de 5 dias úteis contados da alteração ou dispensa em nosso site na Internet no mesmo endereço.

Item 16C. Principais Honorários e Serviços dos Auditores

Honorários de Auditoria e de Outra Natureza

A tabela a seguir resume os honorários totais faturados à nossa empresa pela KPMG Auditores Independentes nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2008 e 2007:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de	
	2008	**2007**
	(milhares de reais)	
Honorários de auditoria	1.005	912
Honorários por assessoria fiscal	82	60
Honorários por serviços relacionados a auditoria	280	-
Total de honorários	1.367	972

Honorários de Auditoria – Os honorários de auditoria contidos na tabela acima são os honorários totais faturados pela KPMG Auditores Independentes em 2008 e 2007, em função da auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e nos Estados Unidos e da revisão de nossas demonstrações financeiras trimestrais.

Honorários por Assessoria Fiscal – Os honorários fiscais são honorários referentes a serviços profissionais com relação à revisão de declarações de imposto (atendimento de regulamentos fiscais).

Honorários por Serviços Relacionados a Auditoria – Os honorários por serviços relacionados a auditoria para serviços de diagnóstico em relação à implementação dos Padrões Internacionais de Relatórios Financeiros, ou IFRS.

Políticas e Procedimentos de Aprovação Prévia do Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como nosso comitê de auditoria para fins da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002. Contudo, conforme exigido pela legislação brasileira, adotamos políticas e procedimentos de aprovação prévia de acordo com os quais todos os serviços de auditoria e de outra natureza prestados por nossos auditores externos deverão ser aprovados pelo Conselho de Administração. Quaisquer propostas de serviço submetidas por auditores externos devem ser discutidas e aprovadas pelo Conselho de Administração durante suas reuniões. Uma vez aprovada a proposta de serviço, formalizamos a contratação dos serviços. A aprovação de quaisquer serviços de auditoria e de outra natureza a serem prestados por nossos auditores externos encontra-se especificada nas atas das reuniões do nosso Conselho de Administração.

Item 16D. Não aplicável.

Item 16E. Compras de Títulos pela Emissora e Compradores Afiliados.

Nenhuma**.**

Item 16F. Não aplicável.

Item 16G.

Diferenças de Governança Corporativa com relação às Práticas da NYSE

Em 4 de novembro de 2003, a Bolsa de Valores de Nova York, ou NYSE, estabeleceu novas normas de governança corporativa. Segundo essas normas, emitentes privadas estrangeiras ficam sujeitas a conjunto de exigências de governança corporativa mais limitado do que as emitentes nacionais dos EUA. De acordo com essas normas, nossa empresa fica obrigada a fazer constar de nosso relatório anual aos acionistas uma descrição das diferenças significativas entre as práticas de governança corporativa da CEMIG e as que se aplicariam a emitente nacional dos EUA de acordo com as regras de governança corporativa da NYSE. O quadro a seguir resume essas diferenças.

Artigo	**Norma de Governança Corporativa da NYSE para emitentes nacionais dos EUA**	**Nosso enfoque**
303A.01	A companhia listada deve ter maioria de conselheiros independentes. As "companhias controladas" não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	Nos termos do Artigo 303A das normas da New York Stock Exchange, "companhia controlada" é considerada como incluindo uma companhia na qual mais de 50% do poder de voto é detido por um indivíduo, um grupo ou outra companhia. Tendo em vista que 50,97% do capital votante da CEMIG são detidos pelo Estado de Minas Gerais, esta é considerada como uma companhia controlada. Sendo assim, este requisito atualmente não se aplica à CEMIG. Contudo, a maioria dos membros do Conselho de Administração da CEMIG é de membros independentes.
303A.03	Os conselheiros não encarregados de administração de companhia listada deverão se reunir em sessões executivas regularmente programadas sem administração	Os conselheiros não encarregados de administração da CEMIG não se reúnem em sessões executivas regularmente programadas sem administração
303A.04	A companhia listada deverá ter um comitê de governança nominativo/corporativa composto integralmente por conselheiros independentes: com atribuições estatutárias mínimas definidas. As "companhias controladas" não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não está obrigada a ter um comitê de governança nominativo. Contudo, a CEMIG possui um Comitê de Governança Corporativa, composto por membros independentes e não-independentes, e suas responsabilidades são claramente definidas nos regulamentos internos do Conselho de Administração.
303A.05	A companhia listada deve ter um comitê de remuneração composto integralmente por conselheiros independentes com atribuições estatutárias mínimas definidas. As "companhias controladas" não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não ficaria obrigada a dar atendimento à exigência de comitê de remuneração como se fosse emitente nacional dos EUA. A CEMIG não tem comitê de remuneração.
303A.06 e 303A.07	A companhia listada deve ter um comitê de auditoria com no mínimo três conselheiros independentes que dêem atendimento às exigências de independência da Regra 10A-3 ao amparo do *Securities Exchange Act* de 1934, conforme alterado, com atribuições estatutárias mínimas definidas.	A CEMIG exerce sua prerrogativa nos termos da Norma da SEC 10A-3 e a Lei Sarbanes-Oxley de 2002, que permite que o Conselho Fiscal de um emitente que não seja dos EUA de exerça as funções de um Comitê de Auditoria. O Conselho Fiscal da CEMIG é um órgão permanente, responsável, principalmente, pela inspeção e supervisão das atividades dos

		administradores e por verificar a obediência dos administradores aos seus deveres segundo a lei e o estatuto social.
303A.08	Deverá ser conferida aos acionistas a oportunidade de votar planos de remuneração em ações e respectivas revisões relevantes, com isenções limitadas estabelecidas nas normas da NYSE.	Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, a aprovação dos acionistas é exigida para adoção de planos de remuneração em ações.
303A.09	A companhia listada deverá adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa que cubram certas matérias especificadas mínimas	A CEMIG está listada na BOVESPA no Nível 1 de Governança Corporativa, e, por conseguinte, a CEMIG é obrigada a seguir as normas contidas nos regulamentos relacionados. Adicionalmente, o Manual de Divulgação e Uso de Informação da CEMIG, sua Política de Comercialização de Valores Mobiliários, os Regulamentos Internos de seu Conselho de Administração e seu Código de Ética definem regras importantes de governança corporativa as quais orientam sua administração.
303A.12	Cada Diretor Presidente de companhia listada deverá certificar a NYSE a cada exercício de que não tem conhecimento de qualquer violação pela companhia de parâmetros de governança corporativa listadas pela NYSE	O Diretor Presidente da CEMIG prontamente notificará a NYSE por escrito depois que qualquer diretor da CEMIG tiver conhecimento de qualquer descumprimento relevante das disposições aplicáveis das normas de governança corporativa da NYSE.

PARTE III

Item 17. Demonstrações Financeiras

Não aplicável.

Item 18. Demonstrações Financeiras

Fazemos referência às páginas F-1 até F-77 do presente relatório anual.

As demonstrações financeiras abaixo são apresentadas como parte do presente relatório anual na forma do Formulário 20-F:

- Relatório da KPMG Auditores Independentes para os anos de 2008 e 2007
- Relatório da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes para o ano de 2006
- Balanços Patrimoniais Consolidados Auditados de 31 de dezembro de 2008 e 2007
- Demonstrações do Resultado Consolidado e Receitas (Despesas) Compreensivas Auditadas para os anos findos em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006
- Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidadas Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006
- Demonstrações do Fluxo de Caixa Consolidadas Auditadas para os anos findos em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006
- Notas Explicativas das Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Item 19. Anexos

Os documentos abaixo se encontram incluídos como anexos do presente relatório anual:

Número do Anexo	Documento
1	Estatuto Social da CEMIG, conforme alterado e vigente desde 29 de abril de 2009.
2.1	Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, celebrado entre nossa empresa, o Citibank N.A., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs evidenciadas por ADRs emitidas de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Formulário F-6 relativo às ADSs arquivado em 20 de agosto de 2001 (Registro nº 333-13826)).
2.2	Acordo de Acionistas, datado de 18 de junho de 1997, celebrado entre o Governo Estadual e a Southern, tendo por objeto os direitos e obrigações dos titulares de nossas ações (incorporado por referência ao Anexo 2.1 do nosso Formulário 20-F, arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 1-15224)).
2.3	Aditivo nº 1 à Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, por e entre nós, o Citibank N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários das ADSs demonstradas pelas ADRs emitidas sob seus termos (incorporado por referência ao Formulário F-6 relativo às ADSs, arquivado em 11 de junho de 2007 (Registro nº 333-143636)).
2.4	Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, por e entre nós, o Citibank, N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários de ADSs evidenciadas por ADRs emitidas de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Formulário F-6 relativo às ADSs de ações ordinárias arquivado em 7 de maio de 2007 (Registro nº 333-142654)).

4.1	Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado entre o Governo Federal e nossa empresa, tendo por objeto a prestação de serviços de geração de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do nosso Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 1-15224)).
4.2	Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado entre o Governo Federal e nossa empresa, tendo por objeto a transmissão de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do nosso Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 1-15224)).
4.3	Primeiro aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005.
4.4	Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, entre o Governo Federal e nossa empresa, tendo por objeto a prestação de serviços de distribuição de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do nosso Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 1-15224)).
4.5	Primeiro Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 31 de março de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do nosso Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Registro nº 1-15224)).
4.6	Segundo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do nosso Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Registro nº 1-15224)).
4.7	Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 31 de maio de 1995, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, tendo por objeto valores devidos a nossa empresa pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do nosso Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 1-15224)).
4.8	Primeiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de fevereiro de 2001, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, tendo por objeto valores devidos a nossa empresa pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do nosso Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Registro nº 1-15224)).
4.9	Segundo Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 14 de outubro de 2002, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, tendo por objeto valores devidos a nossa empresa pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do nosso Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Registro nº 1-15224)).
4.10	Terceiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de outubro de 2002, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, tendo por objeto valores devidos a nossa empresa pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.7 do nosso Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Registro nº 1-15224)).
4.11	Escritura da Primeira Emissão Pública de Debêntures Simples, datada de 4 de outubro de 2001, celebrado entre a Planner Corretora de Valores S.A. e nossa empresa, tendo por objeto a primeira emissão pública de debêntures simples no valor de R$625 milhões, divididas em duas séries da mesma classe, sem garantia ou preferência (incorporado por referência ao Anexo 4.8 do nosso Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Registro nº 1-15224)).
4.12	Sumário de Escritura Cobrindo a Terceira Emissão Pública de Debêntures Simples, datado de14 de junho de 2004, entre a CEMIG e a Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários (incorporada por referência no Anexo 4.10 ao nosso Relatório Anual sobre o Formulário 20-F registrado em 25 de maio de 2005 (Arquivo nº 1-15224)).
4.13	Quarta Alteração ao Contrato para a Concessão da Conta CRC, datada de 23 de Janeiro de 2006,

entre o Governo e nossa Companhia, relativa aos valores devidos a nossa Companhia ao Governo (incorporado por referência no Anexo 4.14 à nossa Declaração de Registro sobre o Formulário 20-F registrado em 30 de junho de 2006 (Arquivo nº 1-15224)).

4.14 Anúncio do Início da Distribuição Pública de Sênior Units em conexão com o Fundo de Securitização da Conta CRC, datada de 26 de Janeiro de 2006 (incorporada por referência no Anexo 4.15 à nossa Declaração de Registro sobre o Formulário 20-F registrado em 30 de junho de 2006 (Arquivo nº 1-15224)).

4.15 Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datado de 27 de julho de 2006, entre a Cemig Distribuição S.A. e o Banco do Brasil Banco de Investimentos S.A. (incorporada por referência no Anexo 4.16 à nossa Declaração de Registro sobre o Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).

4.16 Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datado de 27 de julho de 2006, entre a Cemig Geração e Transmissão S.A. e o Banco do Brasil Banco de Investimentos S.A. (incorporada por referência no Anexo 4.17 à nossa Declaração de Registro sobre o Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).

4.17 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não-Conversíveis, datado de 24 de agosto de 2006, entre a Cemig Distribuição S.A. e o Unibanco – União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporada por referência no Anexo 4.18 à nossa Declaração de Registro sobre o Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).

4.18 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não-Conversíveis, datado de 17 de abril de 2007, entre a Cemig Geração e Transmissão S.A e o Unibanco – União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporada por referência no Anexo 4.19 à nossa Declaração de Registro sobre o Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).

4.19 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública da Terceira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datado de 12 de junho de 2007, entre a Cemig Distribuição S.A. e a CEF – Caixa Econômica Federal. (incorporada por referência no Anexo 4.20 à nossa Declaração de Registro sobre o Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).

4.20 Sumário da Escritura Cobrindo a Segunda Emissão de Debêntures, datado de 19 de dezembro de 2007, entre a Cemig Distribuição S.A. e o BB Banco de Investimento S.A. (inserido por referência ao Anexo 4.20 de nosso Formulário 20-F, arquivado em 30 de junho de 2008 (Arquivo nº 1-15224)).

4.21 Sumário da Escritura Cobrindo a Segunda Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datado de 21 de dezembro de 2007, entre a Cemig Geração e Transmissão S.A. e a Caixa Econômica Federal. (inserido por referência ao Anexo 4.21 de nosso Formulário do 20-F, arquivado em 30 de junho de 2008 (Arquivo nº 1-15224)).

4.22 Contrato de Compra e Venda de Ações, datado de 23 de abril de 2009, entre a Cemig Geração e Transmissão S.A., a Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A. e a CEMIG.

8 Lista das Subsidiárias (incorporadas por referência ao Anexo 8 ao nosso Formulário 20-F arquivado em 25 de maio de 2005 (Registro nº 1-15224)).

11 Código de Ética (incorporado por referência ao Anexo 11 de nosso Formulário 20-F arquivado em 1º de julho de 2004 (Registro nº 1-15224)).

12.1 Certificado do Diretor Presidente de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 19 de junho de 2009.

12.2 Certificado do Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 19 de junho de 2009.

13.1 Certificado do Diretor Presidente de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 19 de junho de 2009.

13.2 Certificado do Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 19 de junho de 2009.

ASSINATURAS

A requerente por este ato certifica que atende a todas as exigências de arquivamento segundo o Formulário 20-F e que devidamente fez com que o presente relatório anual fosse firmado em seu nome pelo infra-assinado, devidamente autorizado para tanto.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

Por: /ass./: Djalma Bastos de Morais___
Nome: Djalma Bastos de Morais
Cargo: Diretor Presidente

Data: 19 de junho de 2009

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Índice de Anexos

Número do Anexo	Documento
1	Estatuto Social da CEMIG, conforme alterado, vigente desde 29 de abril de 2009.
2.1	Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, celebrado entre nossa empresa, o Citibank N.A., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs evidenciadas por ADRs emitidas de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro segundo o Formulário F-6 relativo às ADSs arquivado em 20 de agosto de 2001 (Registro nº 333-13826)).
2.2	Acordo de Acionistas, datado de 18 de junho de 1997, celebrado entre o Governo Estadual e a Southern, tendo por objeto os direitos e obrigações dos titulares de nossas ações (incorporado por referência ao Anexo 2.1 do nosso Termo de Registro segundo o Formulário 20-F, arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 1-15224)).
2.3	Aditivo nº 1 à Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, por e entre nós, o Citibank N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários das ADSs demonstradas pelas ADRs emitidas sob seus termos (incorporado por referência ao Formulário F-6 relativo às ADSs, arquivado em 11 de junho de 2007 (Registro nº 333-143636)).
2.4	Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, por e entre nós, o Citibank, N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários de ADSs evidenciadas por ADRs emitidas de acordo com seus termos (incorporado por referência à ao Formulário F-6 relativo às ADSs de ações ordinárias arquivado em 7 de maio de 2007 (Registro nº 333-142654)).
4.1	Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado entre o Governo Federal e nossa empresa, tendo por objeto a prestação de serviços de geração de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do nosso Termo de Registro segundo o Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 1-15224)).
4.2	Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado entre o Governo Federal e nossa empresa, tendo por objeto a transmissão de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do nosso Termo de Registro segundo o Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 1-15224)).
4.3	Primeiro aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do nosso Termo de Registro segundo o Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 1-15224)).
4.4	Contrato de Concessão para Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, entre o Governo Federal e nossa empresa, tendo por objeto a prestação de serviços de distribuição de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do nosso Termo de Registro segundo o Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 1-15224)).
4.5	Primeiro Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 31 de março de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do nosso Termo de Registro segundo o Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 1-15224)).
4.6	Segundo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do nosso Termo de Registro segundo o Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 1-15224)).

4.7 Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 31 de maio de 1995, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, tendo por objeto valores devidos a nossa empresa pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do nosso Termo de Registro segundo o Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 1-15224)).

4.8 Primeiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de fevereiro de 2001, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, tendo por objeto valores devidos a nossa empresa pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do nosso Relatório Anual segundo o Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Registro nº 1-15224)).

4.9 Segundo Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 14 de outubro de 2002, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, tendo por objeto valores devidos a nossa empresa pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do nosso Relatório Anual segundo o Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Registro nº 1-15224)).

4.10 Terceiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de outubro de 2002, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, tendo por objeto valores devidos a nossa empresa pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.7 do nosso Relatório Anual segundo o Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Registro nº 1-15224)).

4.11 Escritura da Primeira Emissão Pública de Debêntures Ordinárias, datada de 4 de outubro de 2001, celebrado entre a Planner Corretora de Valores S.A. e nossa empresa, tendo por objeto a primeira emissão pública de debêntures ordinárias no valor de R$625 milhões, divididas em duas séries da mesma classe, sem garantia ou preferência (incorporado por referência ao Anexo 4.8 do nosso Relatório Anual segundo o Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Registro nº 1-15224)).

4.12 Sumário da Escritura Cobrindo a Terceira Emissão Pública de Debêntures Simples, datado de 14 de junho de 2004, entre a CEMIG e a Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários (incorporado por referência ao Anexo 4.10 do nosso Relatório Anual segundo o Formulário 20-F arquivado em 25 de maio de 2005 (Registro nº 1-15224)).

4.13 Quarta Alteração ao Contrato para Cessão da Conta CRC, datado de 23 de janeiro de 2006, entre o Governo e nossa Companhia, relativa aos valores devidos à nossa Companhia pelo Governo (incorporado por referência ao Anexo 4.14 da nossa Declaração de Registro segundo o Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Registro nº 1-15224)).

4.14 Anúncio do Início da Distribuição Pública das Unidades Seniores de acordo com o fundo de Securitização de Contas da CRC, datado de 26 de janeiro de 2006 (incorporado por referência ao Anexo 4.15 do nosso Termo de Registro segundo o Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 1-15224)).

4.15 Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de *Notas promissórias comerciais*, datado de 27 de julho de 2006, entre a Cemig Distribuição S.A. e o Banco do Brasil Banco de Investimentos S.A. (incorporada por referência no Anexo 4.16 à nossa Declaração de Registro sobre o Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).

4.16 Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de *Notas promissórias comerciais*, datado de 27 de julho de 2006, entre a Cemig Geração e Transmissão S.A. e o Banco do Brasil Banco de Investimentos S.A. (incorporada por referência no Anexo 4.17 à nossa Declaração de Registro sobre o Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).

4.17 Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis, datado de 24 de agosto de 2006, entre a Cemig Distribuição S.A. e o Unibanco – União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporada por referência no Anexo 4.18 à nossa Declaração de Registro sobre o Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).

4.18 Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis,

datado de 17 de abril de 2007, entre a CEMIG Geração e Transmissão S.A. e o Unibanco – União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporada por referência no Anexo 4.19 à nossa Declaração de Registro sobre o Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).

4.19 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública da Terceira Emissão de Notas Promissória Comerciais, datado de 12 de junho de 2007, entre a Cemig Distribuição S.A. e a CEF – Caixa Econômica Federal. (incorporada por referência no Anexo 4.20 à nossa Declaração de Registro sobre o Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).

4.20 Sumário da Escritura Cobrindo a Segunda Emissão de Debêntures, datada de 19 de dezembro de 2007, entre a Cemig Distribuição S.A. e o BB Banco de Investimento S.A. (incorporado por referência ao Anexo 4.20 de nosso Formulário 20-F, arquivado em 30 de junho de 2008 (Arquivo nº 1-15224)).

4.21 Sumário da Escritura Cobrindo a Segunda Emissão de C Notas Promissórias Comerciais, datada de 21 de dezembro de 2007, entre a Cemig Geração e Transmissão S.A. e a Caixa Econômica Federal. (incorporado por referência ao Anexo 4.21 de nosso Formulário 20-F, arquivado em 30 de junho de 2008 (Arquivo nº 1-15224)).

4.22 Contrato de Compra e Venda de Ações, datado de 23 de abril de 2009, entre a Cemig Geração e Transmissão S.A., a Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A. e a CEMIG.

8 Lista das Subsidiárias (incorporadas por referência ao Anexo 8 ao nosso Formulário 20-F arquivado em 25 de maio de 2005 (Registro nº 1-15224)).

11 Código de Ética (incorporado por referência ao Anexo 11 de nosso Formulário 20-F arquivado em 1º de julho de 2004 (Registro nº 1-15224)).

12.1 Certificado do Diretor Presidente de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 19 de junho de 2009.

12.2 Certificado do Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 19 de junho de 2009.

13.1 Certificado do Diretor Presidente de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 19 de junho de 2009.

13.2 Certificado do Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 19 de junho de 2009.

Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG

Demonstrações Financeiras em 31 de dezembro de 2008 e de 2007 e para os Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006 e Parecer dos Auditores Independentes

Parecer dos auditores independentes

(Tradução do relatório original em inglês referente às demonstrações financeiras consolidadas elaboradas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América)

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG
Belo Horizonte – MG, Brasil

Examinamos os balanços patrimoniais consolidados da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e controladas ("Companhia") em 31 de dezembro de 2008 e 2007, e as respectivas demonstrações consolidadas de resultados e de resultados abrangentes, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa correspondentes aos exercícios findos naquelas datas. Essas demonstrações financeiras consolidadas são de responsabilidade da Administração da Companhia. Nossa responsabilidade é expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras consolidadas com base em nossos exames.

Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas estabelecidas pelo Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas dos Estados Unidos da América (PCAOB - *Public Company Accounting Oversight Board*). Essas normas requerem que uma auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras não contêm erros materiais. Uma auditoria compreende ainda a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as divulgações às demonstrações financeiras. Uma auditoria também compreende a avaliação dos princípios contábeis e das estimativas significativas adotadas pela Administração bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto. Acreditamos que nossos exames proporcionam uma base adequada para emitirmos a nossa opinião.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição financeira da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG e controladas em 31 de dezembro de 2008 e 2007, os resultados de suas operações e de seus fluxos de caixa para os exercícios findos naquelas datas, em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América.

Adicionalmente, examinamos, de acordo com as normas estabelecidas pelo Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas dos Estados Unidos da América (PCAOB - *Public Company Accounting Oversight Board*), os controles internos sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2008, com base nos critérios estabelecidos na Estrutura Integrada de Controles Internos (*Internal Control – Integrated Framework*) emitido pelo Comitê de Organizações Patrocinadoras (COSO) da Comissão *Treadway*, e nosso parecer de 18 de junho de 2009 expressou um parecer sem ressalva sobre a eficácia dos controles internos da Companhia sobre o processo de preparação das demonstrações financeiras.

Belo Horizonte, Brasil
18 de junho de 2009

KPMG Auditores Independentes

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

(Tradução do relatório original em inglês referente às demonstrações financeiras elaboradas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América)

Aos Acionistas e Conselho de Administração da
Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG
Belo Horizonte - MG - Brasil

Examinamos as demonstrações consolidadas do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG e controladas ("Companhia") para o exercício findo em 31 de Dezembro de 2006. Essas demonstrações financeiras consolidadas são de responsabilidade da Administração da Companhia. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base no nosso exame.

Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas emitidas pelo Conselho de Supervisão de Assuntos Contábeis das Companhias Abertas dos Estados Unidos da América (*PCAOB - Public Company Accounting Oversight Board*). Essas normas requerem que planejemos e executemos a auditoria de forma a obter razoável segurança de que as demonstrações financeiras estejam livres de erros materiais. Uma auditoria inclui exames, com base em testes, das evidências que suportam os valores e as divulgações às demonstrações financeiras. Uma auditoria também inclui a avaliação dos princípios contábeis utilizados e das estimativas contábeis relevantes adotadas pela Administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto. Acreditamos que nosso exame fornece uma base razoável para suportar a nossa opinião.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, os resultados das operações e os fluxos de caixa da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG e de suas controladas para o exercício findo em 31 de Dezembro de 2006, em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América.

Conforme discutido nas Notas 2 e 16 às demonstrações financeiras consolidadas, a Companhia adotou o pronunciamento sobre padrões contábeis e financeiros 158, "Contabilização em empregadores para fundos de pensão e outros benefícios pós emprego em regime de benefício definido, um adendo aos pronunciamentos nos. 87, 86, 106 e 132(R)" (*Statement of Financial Accounting Standards ("SFAS"*) 158, "*Employers Accounting for Defined Benefit Pension and Other Postretirement Plans - an amendment of FASB Statements No. 87, 88, 106, and 132(R)*"), efetivo em 31 de Dezembro de 2006. Adicionalmente, conforme mencionado na Nota 2 às demonstrações financeiras consolidadas, a Companhia adotou o Boletim Contábil 108 da Equipe da Comissão de Valores Mobiliários, "Considerando os efeitos de erros de anos anteriores na quantificação de erros nas demonstrações financeiras do ano corrente" ("*Securities and Exchange Commission's Staff Accounting Bulletin 108 "Considering the Effects of Prior Year Misstatements when Quantifying Misstatements in Current Year Financial Statements*"), efetivo em 1º de janeiro de 2006.

/ass/ Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

Belo Horizonte, Brasil
29 de Junho de 2007

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

BALANÇOS PATRIMONIAIS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E 2007

(Em milhares de reais)

ATIVO

	31 de dezembro de	
	2008	**2007**
ATIVO CIRCULANTE:		
Disponibilidades (nota 6)	1.969	1.784
Contas a receber, líquido (nota 7)	1.705	1.684
Contas a receber – uso da rede básica de transmissão	439	458
Ativos regulatórios diferidos (nota 4)	754	903
Créditos tributários (nota 5)	48	71
Impostos a recuperar (note 8)	672	689
Dividendos	86	51
Fundos Vinculados	207	116
Materiais e suprimentos	27	35
Outros	309	144
	6.216	5.935
INVESTIMENTOS (nota 9)	1.203	869
ATIVO IMOBILIZADO, LÍQUIDO (nota 10)	13.733	13.835
INTANGÍVEIS, LÍQUIDO (nota 10)	278	233
	14.011	13.835
OUTROS ATIVOS:		
Ativos regulatórios diferidos (note 4)	332	823
Contas a receber do Governo do Estado (nota 3)	1.801	1.763
Impostos a recuperar (nota 8)	253	316
Contas a receber, líquido (nota 7)	17	44
Créditos tributários (nota 5)	435	452
Depósitos Judiciais (nota 11)	351	282
Outros	162	34
	3.351	3.714
ATIVO TOTAL	24.781	24.353

As notas explicativas e os anexos são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

BALANÇOS PATRIMONIAIS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E 2007

(Em milhares de reais)

P A S S I V O   E   P A T R I M Ô N I O   L Í Q Ü I D O

	31 de dezembro de	
	2008	**2007**
PASSIVO CIRCULANTE:		
Fornecedores (nota 12)	719	784
Salários e encargos sociais	279	222
Impostos a recolher (nota 13)	471	559
Impostos de renda diferido (nota 5)	-	140
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos a Pagar (nota 18)	960	874
Empréstimos e Financiamentos (nota 14)	1.197	941
Encargos regulatórios a recolher (nota 15)	460	384
Obrigações Pós-Emprego (nota 16)	75	89
Participação dos empregados no resultado (nota 21)	117	100
Provisão para Perdas em Instrumentos Financeiros (nota 24)	94	184
Passivo Regulatório – Revisão Tarifária (nota 26)	214	-
Outros	303	236
	4.889	4.513
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO:		
Empréstimos e Financiamentos (nota 14)	5.314	5.873
Obrigações Pós-Emprego (nota 16)	1.765	2.182
Impostos de renda diferido (nota 5)	148	162
Provisões para Contigências (nota 17)	472	346
Fornecedores (nota 12)	-	341
Impostos a recolher (nota 13)	106	2
Encargos regulatórios a recolher (nota 15)	20	15
Passivo regulatório – obrigações especiais (nota 2r)	2.510	2.459
Outros	224	236
	10.559	11.616
PATRIMÔNIO LÍQUIDO: (nota 18)		
Capital social -		
Ações preferenciais –279.378.119 mil autorizadas e emitidas e 279.170.735 mil em circulação em 31 de dezembro de 2008	1.286	1.258
Ações ordinárias – 216.923.395 mil ações autorizadas, emitidas e em circulação em 31 de dezembro de 2008	1,002	981
	2.288	2.239
Capital adicional integralizado	3.170	3.170
Lucros retidos apropriados	2.200	2.155
Lucros retidos não apropriados	2.386	1.670
Accumulated other comprehensive loss	(711)	(1.010)
	9.333	8.224
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	24.781	24.353

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DE RESULTADOS E LUCROS ABRANGENTES PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008, 2007 E 2006 (Expressos em milhões de reais, exceto quantidade de ações e valores por ação)

	Exercícios encerrados em 31 de dezembro de		
	2008	2007	2006
RECEITAS OPERACIONAIS LÍQUIDAS:			
Venda de energia elétrica para consumidores finais (nota 19a)	10.497	10.191	9.319
Venda de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (nota 19a)	1.069	1.134	884
Uso da rede básica de transmissão (nota 19d)	1.865	1.705	1.780
Outras receitas operacionais (nota 19b)	241	236	200
Deduções à Receita Operacional (nota 19c)	(3.844)	(3.836)	(3.543)
Receita Operacional Líquida	9.828	9.430	8.640
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS:			
Energia Elétrica Comprada para revenda (nota 20)	(2.267)	(2.147)	(1.907)
Encargos de uso da rede básica de transmissão	(634)	(564)	(687)
Depreciação e amortização	(769)	(878)	(810)
Pessoal (nota 20)	(1.004)	(884)	(1.046)
Encargos regulatórios(nota 20)	(1.024)	(967)	(1.031)
Obrigações especiais (nota 4)	-	-	(1.057)
Serviços de Terceiros (nota 20)	(605)	(550)	(475)
Obrigações Pós - emprego (nota 16)	(277)	(140)	(245)
Materiais e suprimentos	(170)	(148)	(116)
Provisão para perdas sobre ativos regulatórios diferidos (nota 4)	(19)	(146)	(49)
Participação dos Empregados no Resultado (nota 21)	(362)	(455)	(210)
Outras (nota 20)	(410)	(472)	(234)
Total dos custos e despesas operacionais	(7.541)	(7.351)	(7.867)
Lucro Operacional	2.287	2.079	773
RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (nota 22)	17	(48)	335
RECEITAS NÃO OPERACIONAIS			
Equivalência Patrimonial	204	223	91
Lucro com a venda da WAY TV	-	49	-
	204	272	91
Lucro antes dos impostos de renda	2.508	2.303	1.199
IMPOSTO DE RENDA (nota 5)			
Corrente	(973)	(941)	(575)
Diferido	218	256	78
	(755)	(685)	(497)
LUCRO LÍQUIDO	1.753	1.618	702
OUTROS COMPONENTES DO LUCRO (PREJUÍZO) ABRANGENTE:			
Reajuste na obrigação mínima com fundo de pensão (nota 16)	453	(605)	212
Imposto de renda diferido (despesa) crédito	(154)	205	(72)
	299	(400)	140
LUCRO ABRANGENTE	2.052	1.218	842
Quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante o exercício (em milhares) para o cálculo do lucro básico	496.094.130	486.254.073	486.254.073
Quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante o exercício (em milhares) para o cálculo do lucro diluído	498.878.577	496.094.130	496.837.488
Lucro básico por lote de mil ações ordinárias e preferenciais – Em reais	3,53	3,33	1,44
Lucro diluído por lote de mil ações ordinárias e preferenciais – Em reais	3,51	3,26	1,41

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DAS MUTAÇÕES NO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS ANOS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008, 2007 E 2006

(Expressos em milhões de reais)

	Exercícios encerrados em 31 de dezembro de		
	2008	**2007**	**2006**
CAPITAL SOCIAL:			
Preferenciais			
Saldo no início do exercício	1.258	804	804
Transferência de lucros acumulados	28	454	-
Saldo no final do exercício	1.286	1.258	804
Ordinárias			
Saldo no início do exercício	981	624	624
Transferência de lucros acumulados	21	357	-
Saldo no final do exercício	1.002	981	624
	2.288	2.239	1.428
CAPITAL ADICIONAL INTEGRALIZADO	3.170	3.170	3.170
LUCROS ACUMULADOS APROPRIADOS:			
Reserva de incentivos fiscais -	45	45	45
Reserva de redução tarifária			
Saldo no início do exercício	1.837	2.648	2.648
Transferência para Capital	(49)	(811)	-
Saldo no final do exercício	1.788	1.837	2.648
Reserva legal-			
Saldo no início do exercício	273	186	100
Transferência de lucros apropriados não acumulados	94	87	86
Saldo no final do exercício	367	273	186
	2.200	2.155	2.879
LUCROS ACUMULADOS NÃO APROPRIADOS:			
Saldo, início do exercício	1.670	1.503	2.367
Efeito cumulativo devido aplicação do SAB 108, líquido de impostos	-	-	(133)
Lucro líquido	1.753	1.618	702
Transferência de lucros acumulados apropriados	(94)	(87)	(86)
Dividendos e juros sobre capital próprio	(943)	(1.364)	(1.347)
Saldo no final do exercício	2.386	1.670	1.503
LUCROS (PREJUÍZOS) ABRANGENTES ACUMULADOS:			
Saldo, início do exercício	(1.010)	(610)	(506)
Ajuste para aplicação do SFAS nº 158, líquido de impostos	-	-	(244)
Outros componentes do lucro (prejuízo) abrangente	299	(400)	140
Saldo no final do exercício	(711)	(1.010)	(610)
Patrimônio líquido no final do exercício	9.333	8.224	8.370

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA OS EXERCÍCIOS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008, 2007 E 2006

(Expressos em milhões de reais)

	Exercícios encerrados em 31 de dezembro de		
	2008	**2007**	**2006**
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS:			
Lucro líquido	1.753	1.618	702
Ajustes para reconciliação do lucro (prejuízo) líquido ao caixa líquido gerado nas atividades operacionais			
Depreciação e amortização	769	878	810
Ativos e passivos regulatórios diferidos	-	-	(70)
Ganho com variação monetária e cambial	(40)	(438)	(408)
Perda na alienação de ativo imobilizado	32	37	21
Obrigações pós emprego	22	106	193
Provisão para contingências e devedores duvidosos	231	70	(97)
Passivo regulatório – obrigações especiais	-	-	1.057
Provisão para perda em ativos regulatórios diferidos	19	146	49
Imposto de renda diferido	(218)	(256)	(78)
Resultado de Equivalência Patrimonial	(204)	(223)	(91)
Outros	(51)	49	(2)
Redução (aumento) nos ativos operacionais -			
Contas a receber	(136)	7	(263)
Impostos a recuperar	81	(237)	(229)
Contas a receber – uso da rede básica de transmissão	19	(108)	(47)
Ativos Regulatórios	330	965	1.053
Outros	243	229	71
Aumento (redução) nos passivos operacionais -			
Contas a pagar a fornecedores	(90)	(41)	(102)
Salários e encargos sociais	56	48	-
Impostos a recolher	(61)	4	(236)
Encargos regulatórios a recolher	79	(32)	79
Juros provisionados de financiamentos de longo prazo e empréstimos de curto prazo	72	(77)	(38)
Outros	55	91	(88)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	2.961	2.836	2.286

	Exercícios encerrados em 31 de dezembro de		
	2008	**2007**	**2006**
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Depósitos Judiciais	(89)	(17)	(190)
Aquisição de novos investimentos	(220)	(26)	(568)
Aquisição de ativo imobilizado	(971)	(1.120)	(1.328)
Recursos advindos de venda de subsidiária	-	49	-
	---------	---------	---------
Caixa líquido utilizado em atividades de investimento	(1.280)	(1.114)	(2.086)
	---------	---------	---------
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO:			
Financiamentos de longo prazo obtidos	176	589	2.248
Pagamento de financiamento de longo prazo e empréstimos de curto prazo	(807)	(1.134)	(1.817)
Recursos de empréstimos de curto prazo	-	833	1.200
Pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio	(865)	(1.334)	(2.072)
	---------	---------	---------
Caixa líquido utilizado em atividades de financiamento	(1.496)	(1.046)	(441)
	---------	---------	---------
AUMENTO (REDUÇÃO) LÍQUIDO DAS DISPONIBILIDADES	185	676	(241)
	=====	=====	=====
DISPONIBILIDADES:			
Início do exercício	1.784	1.108	1.349
Fim do exercício	1.969	1.784	1.108
	---------	---------	---------
	185	676	(241)
	=====	=====	=====
DIVULGAÇÃO SUPLEMENTAR AO FLUXO DE CAIXA:			
Impostos pagos – imposto de renda e contribuição social	867	1.091	696
Juros pagos, líquidos de juros capitalizados	644	672	756
RELAÇÃO DE INVESTIMENTOS E ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO SEM EFEITO DE CAIXA:			
Contas a receber do Governo do Estado compensados com dividendos	129	122	79
Debêntures emitidas relacionadas com a usina de Irapé, e compensadas com dividendos	-	-	30
Aumento do ativo imobilizado devido o reconhecimento das obrigações especiais	-	-	1.137

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008, 2007 e 2006

(Em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)

1) – CONTEXTO OPERACIONAL

(a) A Companhia

A Companhia Energética de Minas Gerais, "CEMIG" ou "Companhia", é uma sociedade de capital aberto e economia mista, tem operado única e exclusivamente como uma companhia *Holding* desde 1º de janeiro de 2005, com participação acionária em subsidiárias controladas integralmente ou em conjunto. As principais atividades de suas subsidiárias consistem na construção e operação de sistemas utilizados na produção, transformação, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como o desenvolvimento de atividades nos diferentes campos de energia, com vista à sua exploração econômica.

Como a maioria de suas subsidiárias são concessionárias do serviço público de energia elétrica, elas estão sujeitas à regulação estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), um órgão do Governo Federal brasileiro ("Governo Federal").

A CEMIG possui participação societária nas seguintes subsidiárias em operação em 31 de dezembro de 2008 (as informações referentes a número de usinas e a capacidade instalada não foram auditadas pelos auditores independentes):

- Cemig Geração e Transmissão S.A. ("Cemig Geração e Transmissão") (participação de 100,00%) – Geração e transmissão de energia elétrica, através de 46 usinas - das quais 43 usinas hidrelétricas, 1 eólica e 2 termelétricas - e linhas de transmissão, a maioria pertencente à rede básica do sistema brasileiro de geração e transmissão. A Cemig Geração e Transmissão S.A. possui participação societária nas seguintes controladas em desenvolvimento, das quais somente a Cemig Baguari Energia foi consolidada;

    - Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Produção e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, através da usina hidrelétrica Cachoeirão localizada em Pocrane, no Estado de Minas Gerais. A usina entrou em operação em 30 de dezembro de 2008 e tem capacidade instalada de 27MW ;

    - Guanhães Energia S.A. (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Produção e comercialização de energia elétrica através da implantação e exploração das pequenas centrais hidrelétricas Dores de Guanhães; Senhora do Porto; e Jacaré, localizadas no Município de Dores de Guanhães, e Fortuna II, localizada no Município de Virginópolis, ambas no Estado de Minas Gerais. As usinas encontram-se em fase de construção com previsão de início de operação em 2009, e totalizarão uma capacidade instalada de 44MW;

    - Cemig Baguari Energia S.A. (controlada – participação de 100,00%) – Produção e a comercialização de energia elétrica em regime de produção independente. ;

    - Madeira Energia S.A. - (controlada em conjunto – participação de 10,00%) – Implementação, construção, operação e exploração da usina hidrelétrica de Santo Antônio, localizada na bacia hidrográfica do Rio Madeira, no Estado de Rondônia, com potência de 3.150 MW e previsão de início de operação comercial em 2012;

    - Hidrelétrica Pipoca S.A. (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Produção independente de Energia Elétrica, mediante a implantação e exploração do potencial hidráulico denominado PCH Pipoca, com 20 MW de potência instalada, localizada no rio Manhuaçu, Municípios de Caratinga e Ipanema, Estado de Minas Gerais. Previsão de entrada em operação em abril de 2010;

- Baguari Energia S.A. (controlada em conjunto – participação de 69,39%) – Implantação, operação, manutenção e exploração comercial da Usina Hidrelétrica Baguari, por meio de sua participação no Consórcio UHE Baguari (Baguari Energia – 49,00% e Neoenergia – 51,00%), 140 MW de potência instalada, localizada no rio Doce em Governador Valadares, Estado de Minas Gerais. Previsão de entrada em operação em outubro de 2009 (1ª unidade), dezembro de 2009 (2º unidade) e fevereiro de 2010 (3º unidade);

  - Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S. A. ("EBTE") (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, através das linhas de transmissão no Estado de Mato Grosso. Previsão de entrada em operação em junho de 2010.

- Cemig Distribuição S.A. ("Cemig Distribuição") (participação de 100,00%) – Distribuição de energia elétrica por meio de redes de distribuição e linhas que abrangem aproximadamente 97,00% do Estado de Minas Gerais;

- Sá Carvalho S.A. ("Sá Carvalho") (participação de 100,00%) – Geração e comercialização da energia elétrica procedente da usina hidrelétrica Sá Carvalho, como concessionária de serviço público de energia elétrica;

- Usina Térmica Ipatinga S.A. ("Ipatinga") (participação de 100,00%) – Geração e comercialização de energia elétrica, como produtor independente de energia, através da usina termelétrica de Ipatinga, localizada nas instalações das Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. – USIMINAS;

- Empresa de Infovias S.A. ("Infovias") (participação de 100,00%) – Prestação de serviços de telecomunicações e desenvolvimento de atividades correlatas, por meio de redes de multiserviços constituídas de cabos de fibra ótica, cabos coaxiais e outros equipamentos eletrônicos

- Efficientia S.A. ("Efficientia") (participação de 100,00%) – Prestação de serviços de eficiência, otimização e soluções de energia por meio de estudos e realização de projetos, bem como prestação de serviços de operação e manutenção a instalações de suprimento de energia;

- Horizontes Energia S.A. ("Horizontes") (participação de 100,00%) - Geração e comercialização de energia elétrica, como produtor independente, através das usinas hidrelétricas de Machado Mineiro e Salto do Paraopeba, localizadas no Estado de Minas Gerais, e nas usinas hidrelétricas de Salto Voltão e Salto do Passo Velho, localizadas no Estado de Santa Catarina;

- Central Termelétrica de Cogeração S.A. ("Cogeração") (participação de 100,00%) – Geração e comercialização de energia termelétrica, como produtor independente;

- Rosal Energia S.A. ("Rosal") (participação de 100,00%) – Geração e comercialização de energia elétrica, como concessionária do serviço público de energia elétrica, através da usina hidrelétrica Rosal localizada na divisa dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo;

- Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A.("Pai Joaquim") (participação de 100,00%) – Geração e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente. A concessão foi transferida no 1º trimestre de 2006 para a Cemig PCH S.A.;

- Cemig PCH S.A. (participação de 100,00%) – Geração e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, através da Usina Hidrelétrica de Pai Joaquim;

- Cemig Capim Branco Energia S.A. (participação de 100,00%) – Geração e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, através das usinas hidrelétricas de Capim Branco I e II, localizada no Estado de Minas Gerais, construída através de consórcio com parceiros privados;

- UTE Barreiro S.A. (participação de 100,00%) – Geração e comercialização de energia termelétrica, em regime de produção independente, através da implantação e exploração da Central Termelétrica denominada UTE Barreiro, localizada nas instalações da Vallourec & Mannesmann Tubes, no Estado de Minas Gerais. A concessão foi transferida no 1º trimestre de 2006 pela Central Termelétrica de Cogeração S.A.;

- Cemig Trading S.A. (participação de 100,00%) – Empresa em fase de desenvolvimento na atividade de compra e venda de energia;

Em 31 de dezembro de 2008, CEMIG também possui participação societária nas seguintes empresas em operação(as informações referentes a número de usinas e a capacidade instalada não foram auditadas pelos auditores independentes):

- Rio Minas Energia Participações S.A. ("RME") (controlada em conjunto – participação de 25,00%) – Empresa que detém 52,13% (ver nota 9) do capital social da Light Serviços de Eletricidade S.A. (distribuição de energia elétrica), com 3,9 milhões de consumidores e da Light Energia S.A (geradora de energia elétrica) com 855 MW de capacidade instalada;

- Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG ("GASMIG") (controlada em conjunto - participação de 55,19%) – Aquisição, transporte e distribuição de gás natural e produtos derivados. A GASMIG possui a concessão, outorgada pelo Governo Estadual, para distribuir gás no Estado de Minas Gerais

- Companhia Transleste de Transmissão ("Transleste") (controlada em conjunto - participação de 25,00%) – Operação da linha de transmissão de 345 KV conectando a subestação localizada em Montes Claros à subestação da Usina hidrelétrica de Irapé;

- Companhia Transudeste de Transmissão ("Transudeste") (controlada em conjunto - participação de 24,00%) – Construção e operação da linha de transmissão de 345 KV Itutinga – Juiz de Fora ;

- Companhia Transirapé de Transmissão ("Transirapé") (controlada em conjunto - participação de 24,50%) – Construção e operação da linha de transmissão de 230 KV Irapé – Araçuaí;

- Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. ("ETEP") (controlada em conjunto - participação de 19,25%) – Concessionária de serviço publico de transmissão de energia elétrica com 500 KV de linha de transmissão da subestação de Tucuruí até a subestação de Vila do Conde, no Estado do Pará. Vide Nota Explicativa nº.9;

- Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.("ENTE") (controlada em conjunto - participação de 18,35%) – Concessionária de serviço publico de transmissão de energia elétrica, através das duas linhas de transmissão de 500 KV, sendo a primeira com origem na subestação Tucuruí e término na subestação de Vila do Conde, no Estado do Pará, e a segunda com origem na subestação de Marabá e término na subestação de Açailândia, no Estado do Maranhão. Vide Nota Explicativa nº. 9;

- Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. ("ERTE") (controlada em conjunto - participação de 18,35%) – Concessionária de serviço publico de transmissão de energia elétrica, através da linha de transmissão de 230 KV, com origem na subestação de Vila do Conde e término na subestação de Santa Maria, no Estado do Pará. Vide Nota Explicativa nº. 9;

- Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. ("EATE") (controlada em conjunto - participação de 17,17%) – Concessionária de serviço publico de transmissão de energia elétrica, compreendendo as linhas de transmissão de 500 KV, entre as subestações seccionadoras Tucuruí, Marabá, Imperatriz, Presidente Dutra e Açailândia. Vide Nota Explicativa nº. 9;

- Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. ("ECTE") (controlada em conjunto - participação de 7,50%) – Concessionária de serviço publico de transmissão de energia elétrica, através da linha de transmissão de 525 KV, com origem na subestação de Campos Novos e término na subestação de Blumenau, ambas no Estado de Santa Catarina. Vide Nota Explicativa nº. 9.

- Axxiom Soluções Tecnológicas S.A. ("AXXIOM") (controlada em conjunto – participação 49,00%) – Constituída em agosto de 2007 com o objetivo de prestar serviços completos de implementação e gestão de sistemas para empresas do setor de energia elétrica.

A CEMIG ainda possui participação societária nas empresas relacionadas abaixo, em fase pré-operacional em 31 de dezembro de 2008:

- Companhia de Transmissão Centroeste de Minas ("Centroeste") (controlada em conjunto - participação de 51,00%) – Construção e operação da linha de transmissão de 345 KV Furnas – Pimenta;

- Transchile Charrúa Transmisión S.A. ("Transchile") (controlada em conjunto – participação 49,00%) – Instalação, operação e manutenção da linha de transmissão em 220 KV Charrúa – Nueva Temuco e duas seções de linhas de transmissão nas subestações Charrúa e Nueva Temuco, na região central do Chile.

- Cemig Serviços S.A. (participação de 100,00%) – Criada em Abril de 2008 para prestar serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica .

Os controles compartilhados (em conjunto) são decorrentes de acordos entre os acionistas das empresas investidas que proporcionaram à CEMIG direitos de participação no controle dessas empresas.

(b) Setor Elétrico no Brasil:

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do Ministério de Minas e Energia ("MME"), o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela ANEEL.

O fornecimento de energia elétrica a varejo pela Companhia é efetuado de acordo com o previsto nas cláusulas de seus contratos de concessão de longo prazo de venda de energia. De acordo com os contratos de concessão, a Companhia está autorizada a cobrar de seus consumidores uma taxa pelo fornecimento de energia consistindo em dois componentes: (1) uma parcela referente aos custos de geração, transmissão e distribuição de energia não gerenciáveis ("Custos da Parcela A"); e (2) uma parcela de custos operacionais ("Custos da Parcela B"). Ambas as parcelas são estabelecidas como parte da concessão original para determinados períodos iniciais. Subseqüentemente aos períodos iniciais, e em intervalos regulares, a ANEEL tem a autoridade de rever os custos da Companhia, a fim de determinar o ajuste da inflação (ou outro fator de ajuste similar), caso existente, aos Custos da Parcela B ("Ajuste Escalar") para o período subseqüente. Esta revisão poderá resultar num ajuste escalar com valor positivo, nulo ou negativo.

Adicionalmente aos ajustes referentes aos Custos da Parcela A e Parcela B mencionados acima, as concessões para fornecimento de energia elétrica têm um ajuste tarifário anual, baseado em uma série de fatores, incluindo a inflação. Adicionalmente, como resultado das mudanças regulatórias ocorridas em dezembro de 2001, a Companhia pode agora requisitar reajustes tarifários resultantes de eventos significativos que abalem o equilíbrio econômico-financeiro dos seus negócios. Outros eventos normais ou recorrentes (como altas no custo da energia comprada, impostos sobre a receita ou ainda a inflação local) também têm permissão para serem absorvidos através de aumentos tarifários específicos. Quando a Companhia solicita um reajuste tarifário, se faz necessário comprovar o impacto financeiro resultante destes eventos nas operações. Vide notas 2 e 4.

Após a reformulação do setor elétrico, as empresas de geração de energia elétrica não podem vender energia diretamente para as empresas de distribuição. Consequentemente, a Companhia deve vender energia no mercado regulado através de leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.ou no Ambiente de Contrato Livre –ACL. A legislação permite que as empresas distribuidoras que compram energia das empresas geradoras através do Ambiente de Contrato Regulado - ACR reduzam a quantidade de energia contratada através destes contratos até um certo limite.

2. APRESENTAÇÃO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

(a) Base de apresentação - As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com os princípios contábeis aceitos nos Estados Unidos das Américas ("U.S. GAAP"), que se diferencia em certos aspectos das demonstrações financeiras da Companhia, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e que também são preparadas e arquivadas de acordo com as normas específicas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e ANEEL. A Companhia reclassificou alguns saldos de anos anteriores visando melhorar a comparabilidade com as Demonstrações Financeiras Consolidadas.

(b) Uso de estimativas – A elaboração das demonstrações financeiras consolidadas em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América exige que a Administração faça estimativas e suposições que afetam os montantes de ativos e passivos e a divulgação de contingências ativas e passivas na data das demonstrações financeiras consolidadas e os montantes reportados de receitas e despesas durante o período. Os resultados reais podem diferir dessas estimativas. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e suposições incluem a vida útil dos bens, instalações e equipamentos e consórcios; avaliação para contas a receber, impostos diferidos ativos e contas a receber do Governo do Estado; a valorização dos ativos diferidos; a valorização dos derivados ; incertezas do imposto de renda e outras contingências, as estimativas de obrigações pós-emprego e outras estimativas similares. A atual conjuntura econômica tem vindo a aumentar o grau de incerteza inerente a essas estimativas e suposições.

(c) Princípios para Consolidação – As demonstrações financeiras consolidadas incluem as contas de todas as subsidiárias das quais a Companhia é controladora majoritária, com exceção das companhias controladas em conjunto que ocorre através do método de equivalência patrimonial. De acordo com a interpretação do FASB No. 46 (R), a consolidação das subsidiárias também consolida qualquer juro variável das entidades (VIES). Quando a Companhia não possui o controle de uma entidade, mas exerce uma influência significativa sobre a mesma, a empresa utiliza o método da equivalência patrimonial. Na consolidação todos os saldos relevantes de transações entre as empresas foram eliminados.

(d) Moedas estrangeiras – Os ativos e passivos denominados em moedas estrangeiras relacionam-se principalmente a financiamentos e são convertidos em reais às taxas oficiais de conversão divulgadas pelo Banco Central do Brasil em cada data do balanço patrimonial. Os ganhos e perdas resultantes dessa conversão são reconhecidos no resultado do exercício pelo regime de competência.

(e) Disponibilidades – A Companhia considera como disponibilidades os saldos de caixa não-restritos, depósitos em bancos e aplicações financeiras, quando adquiridos, e imediatamente conversíveis em disponibilidades.

(f) Contas a receber – Incluem tanto os valores faturados a consumidores e valores referentes a fornecimento de energia ainda não faturados aos consumidores na data do balanço patrimonial. Encargos decorrentes de atrasos de consumidores são contabilizadas em regime de caixa.

A provisão para devedores duvidosos é registrada com base em estimativas da Administração, em valor suficiente para cobrir prováveis perdas, de acordo com os critérios da ANEEL: (i) consumidores com valores significantes, uma análise é feita do saldo a receber levando em conta o histórico da dívida, as negociações em andamento e as garantias reais; (ii) para os outros consumidores os débitos vencidos a mais de 90 dias para consumidores residenciais, mais de 180 dias para os consumidores comerciais, ou mais de 360 dias para os demais consumidores,100% do saldo será provisionado.

(g) Investimentos – Os investimentos da Companhia em empresas nas quais exerce influência significativa mas não o controle, são avaliados pelo método de equivalência patrimonial.

(h) Ativo Imobilizado e Intangível– São registrados ao custo de aquisição ou construção, atualizados monetariamente até 31 de dezembro de 1997. Os juros e outros encargos financeiros, excluindo perdas com variação cambial, incorridos durante o período de construção, são capitalizados em conformidade ao *Statement of Financial Accounting Standards 34* – SFAS Nº 34. Os gastos com manutenção e reparos são registrados como despesas operacionais quando incorridos. Materiais para serem utilizados na construção são incluíidos como ativos de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica em andamento.

Os ativo do Imobilizado são depreciado pelo método linear, com taxas anuais baseadas na vida útil estimada dos ativos, de acordo com a regulação da ANEEL e práticas da indústria adotadas no Brasil, ou pelo valor residual no final do período da concessão que será pelo menos o seu custo histórico. No Br GAAP, valor residual no final do período da concessão líquido das obrigações especiais é igual ao valor a ser reembolsado pelo governo Brasileiro. Intangíveis são amortizados usando o método linear até o final do período de concessão.

O intangível é amortizado pelo método linear até o final do período de concessão.

Os investimentos da Companhia em consórcios (grupos de sociedades participando de *joint ventures* constituídas para promover objetivos comuns ou comprometer-se em projetos em benefício de todos os membros, sem a criação de uma pessoa jurídica), são registrados ao custos de aquisição ou construção menos provisão para perdas, quando aplicável. Os juros e outros encargos financeiros, excluindo perdas com variação cambial, incorridos durante o período de construção com financiamento de terceiros, são capitalizados em conformidade ao *Statement of Financial Accounting Standards 34* - SFAS 34. A depreciação dos ativos do consórcio é calculada através do método linear, com taxas anuais determinadas pela ANEEL, que representam a vida útil estimada dos ativos subordinados aos consórcios. Os gastos com manutenção e reparos do consórcio são cobrados proporcionalmente aos custos operacionais pela Companhia, quando incorridos.

(i) Provisão para perdas em ativos de longo prazo - A CEMIG segue o SFAS Nº 144, *Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets* (Contabilização de provisão para perda em ativos de longo prazo e ativos de longo prazo a serem baixados). Sempre que eventos específicos ou quaisquer mudanças eventuais indiquem que o valor registrado dos ativos de longo prazo possam não ser recuperados, a CEMIG efetua cálculos do fluxo de caixa não descontado estimado a ser gerado por seus ativos em operação para determinar a necessidade de provisão para sua realização. No caso deste fluxo de caixa não ser suficiente para a recuperação dos valores registrados dos ativos, estes ativos serão ajustados aos seus valores de mercado, com base na análise do fluxo de caixa descontado. A Companhia não reconheceu nenhuma provisão para deterioração na realização destes ativos como resultado da aplicação desta pratica contábil para todos os períodos apresentados.

(j) Pesquisa e Desenvolvimento e Publicidade – Despesa com Pesquisa e desenvolvimento e publicidade são contabilizados quando incorridos. As despesas com P&D foram de R$25, R$23 e R$38 em 2008, 2007 e 2006, respectivamente. Despesas com publicidade foram de R$31, R$26 e R$21 em 2008, 2007 e 2006, respectivamente.

(k) Receitas, custos e despesas - As receitas, custos e despesas são reconhecidos pelo regime de competência, por exemplo, quando tenham existido evidências convincentes de acordos, quando tenham ocorrido a entrega de mercadorias ou serviços tenham sido prestados, ou os preços tenham sido fixados ou sejam determináveis, e o recebimento é razoavelmente garantido, independente do efetivo recebimento do dinheiro.

As receitas de venda de energia são registradas com base na energia entregue e nas tarifas especificadas nos termos contratuais ou vigentes no mercado. As receitas de fornecimento de energia para consumidores finais são contabilizadas quando há o fornecimento de energia elétrica. O faturamento é feito em bases mensais. O fornecimento de energia não faturado, do período entre o último faturamento e o final de cada mês, é estimado com base no faturamento do mês anterior e contabilizado no final do mês. As diferenças entre os valores estimados e realizados, as quais não têm sido relevantes, são contabilizadas no mês seguinte.

O fornecimento de energia ao sistema nacional interligado é registrado quando ocorre o fornecimento e faturado mensalmente, de acordo como reembolso definido pelo contrato de concessão. De acordo com alguns destes contratos, a receita a ser reembolsada nos últimos quinze anos será 50% menor que nos primeiros quinze anos de concessão. A Companhia reconhece os reembolsos destas concessões conforme o contrato estabelecido.

As receitas recebidas pela Companhia de outras concessionárias e consumidores livres que utilizam a sua rede básica de transmissão e distribuição são contabilizadas no mês que os serviços de rede são prestados.

Os serviços prestados incluem encargos de conexão e outros serviços relacionados e as receitas são contabilizadas quando os serviços são prestados.

Impostos incidentes sobre as receitas consistem de: (i) ICMS, imposto estadual incidente sobre vendas a consumidores finais, é faturado aos consumidores e contabilizado como parte da receita operacional bruta, (ii) COFINS contribuição sobre a receita, (iii) PIS-PASEP, contribuição social sobre a receita, e (iv) Encargo de Capacidade Emergencial. É prática contábil da Companhia deduzir estas taxas da receita operacional bruta.

(l) Imposto de renda - A CEMIG contabiliza imposto de renda e contribuição social, de acordo com SFAS 109 - *Accounting for Income Taxes* (Contabilização de impostos de renda), que requer o reconhecimento de ativos e passivos diferidos para as futuras conseqüências fiscais advindas das diferenças entre os montantes dos ativos e passivos contabilizados nas demonstrações financeiras e suas respectivas bases fiscais.

CEMIG adotou o FIN 48 em 2007 "*Accounting for Uncertainty in Income Taxes"* (contabilização de impostos não definidos), que determina o reconhecimento nas demonstrações financeiras do possível imposto. Esta interpretação resultou em um aumento da relevância e da comparabilidade do imposto de renda nas demonstrações financeiras uma vez que todos os impostos registrados de acordo com SFAS 109- *Accounting for Income Taxes* (Contabilização de impostos de renda) serão avaliados e mensurados usando este novo critério. A adoção do FIN 48 não resultou em qualquer ajuste nas demonstrações financeiras da Companhia.

(m) Contingências – Contingências para perdas decorrentes de sinistros, avaliações, contencioso, multas e penalidades e de outras fontes, são contabilizadas no momento em que é provável que a contingência tenha ocorrido e o montante pode ser razoavelmente estimado. Custos incorridos em função desta perda com contingências são contabilizados quando ocorridos.

(n) Plano de benefícios para empregados – A Companhia patrocina um plano de pensão com contribuições definidas que abrange substancialmente todos os seus empregados. A Companhia também instituiu planos de saúde pós aposentadoria, plano odontonlógico e paga prêmios de seguro de vida para seus aposentados. A Companhia utiliza o SFAS Nº. 87, *Employers' Accounting for Pensions* (Contabilização do empregador para pensões) e o SFAS Nº. 106, *Employers' Accounting for Post-retirement Benefits Other Than Pensions*(Contabilização por empregadores de outros benefícios pós-emprego exceto planos de pensão) que exigem a contabilização dos custos na competência do exercício. A partir de 31 de dezembro de 2006, a Companhia utiliza o SFAS Nº. 158, *Employers' Accounting for Defined Benefit Pension and Other Postretirement Plans*"(Contabilização do empregador para plano definido de pensão e outros planos) que trata da divulgação requer que a Companhia reconheça a cobertura ou não cobertura do plano de benefício definido, como um direito ou uma obrigação nas demonstrações financeiras e também as mudanças na cobertura do plano, no ano em que elas ocorreram, na conta Outros Ganhos Abrangentes. O impacto gerado pela adoção do SFAS Nº. 158 foi um ganho de R$244, líquido de impostos, o qual foi reconhecido diretamente como Outros Componentes do Lucro Abrangente em 2006. A Companhia divulgou informação sobre planos de pensão e outros benefícios pós emprego, conforme exigido pelo SFAS Nº. 132(R) *Employers´ Disclosures about Pensions and Other Posr-retirement Benefits* (Divulgação por empregadores relacionadas a planos de pensão e outros benefícios pós-emprego).

De acordo com a lei brasileira, os empregados têm direito a, no mínimo, um mês de férias a cada ano de serviço completado. A CEMIG provisiona integralmente este passivo baseado no direito adquirido pelos empregados no final de cada período, adicionado dos valores relativos aos respectivos encargos sociais.

(o) Custos de preservação e recuperação ambiental – A CEMIG, de acordo com sua política ambiental, estabeleceu vários programas de prevenção e controle de danos com a finalidade de limitar seus riscos relacionados às questões ambientais. Os custos destes programas são contabilizados quando incorridos. A política da CEMIG é provisionar os custos de recuperação quando a sua responsabilidade é considerada provável e os montantes calculáveis. Nenhuma provisão referente a este respeito foi requerida até esta data.

(p) Lucro (prejuízo) abrangente - A CEMIG divulga o lucro (prejuízo) abrangente de acordo com a SFAS Nº 130 *Reporting Comprehensive Income* (Divulgação de Lucro Abrangente) e optou por apresentá-lo na demonstração do resultado. Os componentes do lucro (prejuízo) abrangente acumulado são:

	Em 31 de dezembro de	
	2008	**2007**
Valor descoberto do plano de benefício pós-emprego	(1.077)	(1.530)
Imposto de Renda	366	520
	------------	------------

Total da perda dos outros componentes abrangentes acumulado	(711)	(1.010)
	========	========

(q) Regulamentação e ativos regulatórios diferidos – Como resultado de várias ações tomadas pelo Governo Federal e pela ANEEL em 2001, a Companhia está sujeita aos efeitos do SFAS Nº 71 *Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation* (Contabilização de efeitos de certos tipos de regulamentação). A estrutura de ajuste tarifário no Brasil está agora desenhada para fornecer a recuperação dos custos permitidos à Companhia, incluindo aqueles resultantes das determinações do Governo Federal relacionados às medidas do racionamento de energia impostas em 2001, conforme descritas abaixo. Desta forma, a Companhia capitaliza os custos permitidos incorridos como ativos regulatórios diferidos quando instruída pela ANEEL e quando há uma provável expectativa de que receitas futuras iguais aos custos incorridos serão faturadas e recebidas como resultado direto da inclusão destes custos numa tarifa reajustada definida pelo órgão regulador. O ativo regulatório diferido é revertido ao resultado quando a Companhia recebe estes custos através do faturamento aos consumidores pela tarifa majorada. A ANEEL realiza uma revisão tarifária em bases anuais. Caso a ANEEL exclua a totalidade ou parte dos custos do reajuste, esta parcela do ativo regulatório diferido deverá ser objeto de provisão para perda, sendo reduzida na extensão dos custos excluídos. A Companhia registrou ativos regulatórios diferidos líquidos, já que espera repassá-los para seus consumidores de acordo e em atendimento às medidas regulatórias.

Durante 2001, o Governo Federal instituiu um Programa de racionamento em resposta à falta de energia causada pelas fracas chuvas, ao reduzido nível dos reservatórios e à grande dependência do país da energia gerada pelos recursos hídricos. O racionamento resultou em perdas para a Companhia e outras concessionárias de distribuição no Brasil. Em dezembro de 2001, as concessionárias de energia, incluindo a Companhia, assinaram com o Governo Federal um Acordo Geral do Setor Elétrico (o “Acordo Geral”), que apresentou soluções para os assuntos relacionados ao racionamento, bem como para outros assuntos relacionados à tarifa de energia. O Acordo Geral estabeleceu uma recomposição tarifária para reembolsar as perdas de receita incorridas em função do programa de racionamento em 2001 e 2002. O montante foi totalmente recuperado, de acordo com a *Emerging Issues Task Force* - EITF No. 92-7 (Força de Tarefa para Assuntos Emergentes), *Accounting by Rate Regulated Utilities for the Effects of Certain Alternative Revenue Programs.* (Contabilização dos efeitos de certos programas alternativos de receita para companhias com tarifas reguladas).

O Acordo Geral também contempla os custos da Parcela A, que são certos custos que cada companhia distribuidora está autorizada a diferir e repassar aos seus consumidores através de futuros ajustes tarifários. Os custos da Parcela A são limitados pelos contratos de concessão ao custo da energia comprada e certos outros custos e taxas não controlados pela Companhia. A ANEEL concedeu reajustes tarifários para recuperar uma parte dos custos anteriormente diferidos como custos da Parcela A. O Acordo Geral definiu um mecanismo de compensação contábil, criado em outubro de 2001, através da Portaria Interministerial nº. 296, para registrar a variação dos custos da Parcela A com objetivo de calcular os ajustes tarifários. Os custos da Parcela A, incorridos anteriormente a 1º de janeiro de 2001 não serão recuperados através do mecanismo de compensação. Como resultado, a Companhia não reconheceu nenhum ativo regulatório por custos da Parcela A incorridos antes de 2001, exceto os encargos de serviços de sistema referentes ao período a partir de setembro de 2000 (como autorizado pela ANEEL). Vide nota 4.

(r) As Obrigações especiais representam contribuições recebidas pelas concessionárias dos consumidores com o propósito de expandir o sistema elétrico de distribuição. Essas contribuições são incorporadas pela Companhia em seus ativos de distribuição. Para fins regulatórios, a depreciação destes ativos era considerada no processo de reajuste tarifário, enquanto o passivo correspondente era registrado pelo total das contribuições. Segundo o U.S. GAAP, as contribuições eram consideradas reembolsos do custo de construção e creditadas em contrapartida ao custo dos ativos fixos relacionados.

Em 31 de outubro de 2006, a ANEEL emitiu uma nova resolução que modificou o tratamento dado as obrigações especiais em relação ao reajuste tarifário. Esta resolução estabelece, dentre outros, que, a partir da próxima revisão tarifária, as obrigações especiais serão amortizadas como uma redução dos custos líquidos permitidos em relação a períodos futuros, e, por conseqüência, reduzindo as tarifas.

(s) Lucro por ação – A Companhia apresenta o seu lucro por ação de acordo com o SFAS No. 128 "Earnings Per Share". Lucro por ação é computado dividindo-se o lucro líquido pela média ponderada do número de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante o ano. Lucro por ação diluído é calculado de maneira consistente com a base do lucro por ação, ao mesmo tempo que todos os potenciais efeitos das ações ordinárias e preferenciais diluídas que estavam em circulação durante o ano.

(t) Informação por segmento – SFAS No. 131 Disclosures about Segments of an Enterprise and Related Information (Divulgações sobre segmentos de uma empresa e informações relacionadas) exige que a Companhia divulgue certas informações financeiras sobre as diversas e diferentes atividades. Essas informações devem ser apresentadas do ponto de vista operacional e financeiro demonstrando como as decisões são tomadas para cada atividade. A Companhia adotou o SFAS 131 para todos os anos apresentados, como mais uma nota divulgada. (Nota 32).

(u) Derivativos e atividades de hedge – Conforme exigido no SFAS Nº. 133 – *Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities* (Contabilização de instrumentos derivativos e atividades de hedge), os instrumentos financeiros derivativos são registrados pelos seus valores de mercado no ativo e nas obrigações das demonstrações financeiras e as correspondentes alterações nos seus valores de mercado são contabilizadas no resultado do exercício. A contabilização de hedge não foi aplicada para os instrumentos financeiros derivativos da Companhia. A Companhia calcula o valor justo dos seus instrumentos financeiros usando a cotação do preço de mercado sempre que disponível. Quando a cotação do preço de mercado não está disponível, a Companhia utiliza modelos de precificação com origem nos critérios de mercado, que são baseados no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

(v) Fair Value Measurements - Em 1 º de janeiro de 2008, a Companhia adotou as disposições do FASB No. 157, Fair Value Measurements, para o cálculo do valor justo dos ativos e passivos financeiros e para o valor justo de itens que são reconhecidos ou divulgados nas demonstrações financeiras em uma base recorrente. SFAS 157 define valor justo como o preço que seria recebido ao vender um ativo ou pago para transferir um passivo em uma transação entre os participantes no mercado à data de mensuração. SFAS 157 também estabelece um padrão para classificar e divulgar o valor justo (Nota 25). FASB Staff Position FAS 157-2, "Data Efetiva do FASB No. 157," sendo a data da divulgação do SFAS 157 iniciados após 15 de novembro de 2008 para todos os ativos e passivos não financeiros que são reconhecidos ou divulgados pelo justo valor nas demonstrações financeiras em uma base não recorrente. De acordo com o FSP FAS 157-2, a Companhia que não tem aplicado as disposições do SFAS 157.

Em 1 º de janeiro de 2009, a Companhia será obrigada a aplicar as disposições do SFAS 157 do valor justo dos ativos e passivos não financeiros que são reconhecidos ou divulgados nas demonstrações financeiras pelo justo valor em uma base não recorrente. A Companhia está em processo de avaliação dos possíveis impactos, da aplicação destas disposições sobre a sua situação financeira e resultados das suas operações.

Em Outubro de 2008, a FASB emitiu a FASB Staff Position FAS 157-3, "Determinar o justo valor de um ativo financeiro quando o mercado para esse ativo não está ativo", que foi imediatamente efetivado. FSP FAS 157-3 esclarece a aplicação do SFAS 157, nos casos em que o mercado para um instrumento financeiro não estiver ativo e fornece um exemplo para ilustrar aspectos fundamentais na determinação valor justo, nessas circunstâncias. A Companhia tem considerado as orientações fornecidas pela FSP FAS 157-3, na sua determinação dos valores justos estimados em 2008.

(w) Opção do Justo Valor - A partir de 1° de janeiro de 2008, a Companhia adotou as disposições do FASB No.159, Opção pelo Justo Valor de Ativos e Passivos Financeiros. SFAS 159 confere à Companhia a opção irrevogável para divulgar seus ativos e passivos financeiros mensurados à valor justo, com alterações na divulgação do valor justo dos ganhos.

(x) Efeitos da correção de erros de anos anteriores – Em setembro de 2006, a Comissão de Valores Mobiliários (*Securities and Exchange Commission* - *SEC*) emitiu o Boletim de Contabilidade No. 108 (Tópico 1N) – “Considerando os efeitos de erros de anos anteriores na quantificação de erros nas Demonstrações financeiras do ano corrente” (*Staff Accounting Bulletin 108 “Considering the Effects of Prior Year Misstatements when Quantifying Misstatements in Current Year Financial Statements”* - SAB 108). O SAB 108 fornece orientações de como avaliar os erros nas demonstrações financeiras de anos anteriores com a finalidade de defenir sua materialidade no período atual. Existem dois métodos amplamente reconhecidos para quantificar os erros nas demonstrações financeiras: o “*rollover*” ou método da demonstração de resultado e o “*iron curtain*” ou método do balanço patrimonial. Historicamente, a Companhia usou o método “*rollover*”. Por este método, a Companhia quantificava os erros nas demonstrações financeiras baseada na quantidade de erros que se originaram no ano corrente e, em conseqüência, não considerava os efeitos de erros de anos anteriores. A adoção do SAB 108 agora requer que a Companhia considere ambos os métodos, “*rollover*” e “*iron curtain*”, ao quantificar os erros nas demonstrações financeiras.

O método “*iron curtain*” quantifica os erros baseado nos impactos de se corrigir os erros existentes na data do balanço, independente de quando os mesmos foram originados. Em sua adoção, o SAB 108 permite que a Companhia ajuste o efeito cumulativo dos erros que antes eram considerados imateriais pelo método “rollover” e que agora passaram a ser considerados relevantes quando analisados por ambos os métodos.

O ajuste do SAB 108 afeta o saldo acumulado dos ativos e passivos no início do ano corrente com a contrapartida de ajuste retificador no saldo de abertura dos lucros acumulados no ano da adoção. A adoção do SAB 108 resultou em um ajuste cumulativo de R$133, líquido de impostos, no saldo de abertura dos lucros acumulados não apropriados.

O ajuste cumulativo foi requerido para corrigir erros relacionados a determinados custos administrativos indevidamente capitalizados no Ativo Imobilizado em períodos anteriores a 2005. Antes da adoção do SAB 108, este ajuste não era considerado material, quantitativamente ou qualitativamente, utilizando-se o método “*rollover*”.

(y) Pronunciamentos Recentes - Em Dezembro de 2007, a FASB emitiu a FASB No. 141 (R), “*Business Combinations*, e FASB No. 160, “*Noncontrolling Interests in Consolidated Financial Statements* (participação sem controle em que os ativos, passivos, participações minoritárias, e o ágio em uma combinação de negócios devem ser registrados pelo valor justo e exigem que as participações sem que haja o controle (anteriormente designado por participação minoritária), sejam classificadas como um componente do capital próprio, que altera a contabilização das operações com juros não controláveis. Ambas os pronunciamento são para os períodos com início em ou após 15 de dezembro de 2008, e a adoção anterior é proibida. SFAS 141 (R) será aplicado para os business combinations ocorridos após a data efetiva. SFAS 160 será aplicado prospectivamente a todas as participações sem que haja controle, incluindo os que surgiram antes da data efetiva. Todas as subsidiárias da Companhia são controladas, e a adoção do SFAS 160 não impactará a sua situação financeira e os resultados das operações. A Companhia está atualmente avaliando o impacto da adoção do SFAS 141 (R) sobre a sua situação financeira e resultados das operações.

Em Fevereiro de 2008, a FASB emitiu a FASB Staff Position FAS 140-3, "Contabilização de Transferências de Ativos Financeiros e Financiamento de Operações de Recompra." O objetivo da FSP é fornecer orientações sobre a contabilização de uma transferência de um ativo financeiro e de financiamento de recompra. A FSP pressupõe que uma transferência inicial de um ativo financeiro e de um financiamento de recompra são considerados parte do mesmo acordo (ligada transação) sob o pronunciamento SFAS 140. No entanto, se determinados critérios sejam cumpridos, a transferência inicial e o financiamento de recompra não deve ser avaliado como uma operação ligada e deve ser avaliado separadamente conforme SFAS 140. FSP FAS 140-3 é para períodos anuais e intermediários com início após 15 de novembro de 2008 e adoção antecipada não é permitida. A Companhia está atualmente avaliando as disposições desta norma, mas não espera ter um impacto material em sua posição financeira e resultados das operações.

Em março de 2008, o FASB emitiu o SFAS 161, "*Disclosures about Derivative Instruments and Hedging Activities*" (divulgações sobre instrumentos derivativos e atividade de hedge) – um aditivo ao SFAS 133. Este pronunciamento exige uma melhoria nos descritivos sobre as operações de derivativos e de hedges, melhorando a transparência das demonstrações financeiras. Esse pronunciamento é efetivo para as demonstrações financeiras emitidas para anos fiscais e períodos intermediários que se iniciem a partir de 15 de novembro de 2008, mas a adoção antecipada é encorajada. Esse pronunciamento encoraja, mas não exige, divulgações comparativas para períodos anteriores à adoção inicial. A Companhia está atualmente avaliando o impacto da adoção do SFAS 161 sobre suas divulgações sobre as suas atividades de hedge e derivativos.

Em Abril de 2008, a FASB emitiu a FASB Staff Position FAS 142-3, "Determinação da vida útil dos Ativos Intangíveis". FSP FAS 142-3 altera os fatores que devem ser considerados no desenvolvimento de renovação ou prorrogação pressupostos utilizados para determinar a vida útil de um ativo intangível reconhecido sob o pronunciamento SFAS 142. FSP FAS 142-3 é eficaz para exercícios iniciados após 15 de dezembro de 2008. A Companhia está atualmente avaliando o impacto, se houver, de adotar FSP FAS 142-3, em sua posição financeira e resultados das operações.

Em Junho de 2008, o FASB's Emerging Issues Task Force chegaram a um consenso sobre EITF Issue No. 07-5, "determinar se um instrumento (ou incorporados) é indexada ao capital da empresa." Esta EITF Issue fornece orientações sobre a determinação do se tais instrumentos são classificadas pela equivalência ou como um instrumento derivativo. A Companhia irá adotar as disposições do EITF 07-5 em 1 de Janeiro de 2009. A Companhia está atualmente avaliando o impacto, se houver, de adotar EITF 07-5 sobre a sua situação financeira e resultados das operações.

Em Novembro de 2008, o FASB's Emerging Issues Task Force chegaram a um consenso sobre EITF Issue No. 08 6, "Método da equivalência patrimonial". EITF 08-6 continua a seguir a metodologia de contabilização do valor contábil inicial de investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial em conformidade com APB Opinion No. 18. O método da equivalência patrimonial para Investimentos em ações ordinárias, que é baseado em um modelo de acumulação do custo. EITF 08-6 também especifica que qualquer outro teste sem ser o de impairment adotado pelo investidor deve ser realizado a nível do investimento e que uma avaliação separada de imparment dos ativos não é necessário. Imparment cobrado pela investida deve resultar em um ajuste do investidor da base da imparidade de ativos do investidor pro-rata. Além disso, EITF 08-6 chegaram a um consenso sobre a forma de contabilização para uma emissão de ações por uma investida que reduz a quota de propriedade do investidor a investida. Um investidor deve contabilizar tais operações, tal como se tivesse vendido uma parte proporcional do seu investimento com eventuais ganhos ou perdas registradas através de ganhos. EITF 08-6 aborda também a contabilização de um investimento a partir de uma mudança no método de equivalência patrimonial para o método de custo após a adoção do pronunciamento do SFAS 160. EITF 08-6 afirma a orientação existente no APB 18, que exige a cessação da equivalência patrimonial da contabilidade e da aplicação do FASB No. 115, Contabilização de certos investimentos em títulos e valores mobiliários, ou método do custo sob APB 18, conforme o caso . A adoção do EITF 08-6 é para transações ocorridas em ou após 15 de dezembro de 2008. A Companhia está atualmente avaliando o impacto, se houver, de adotar EITF 08-6 sobre a sua situação financeira e resultados das operações.

Em Dezembro de 2008, a FASB emitiu a FASB Staff Position FAS 132 (R) -1, "Empregadores" Divulgações sobre plano de benefícios pós-emprego ". FSP FAS 132 (R) -1 fornece orientações sobre uma divulgações da entidade patronal sobre os ativos de um plano de benefício definido ou de outros planos de pós-emprego. A divulgação de informações sobre o plano de ativos exigidos pela FSP FAS 132 (R) -1 devem ser fornecidos para os anos fiscais que terminam após 15 de dezembro de 2009. A Companhia está atualmente avaliando o impacto da FSP sobre suas divulgações acerca de seus ativos.

3. CONTAS A RECEBER DO GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS

Em 4 de março de 1993, a Companhia registrou um recebível com um crédito correspondente na demonstração do resultado, proveniente do Governo Federal em relação ao saldo remanescente do valor de retorno garantido pela agência reguladora e o retorno efetivo registrado pela Companhia anteriormente a tal data. Durante 1993 e 1994, a Companhia recuperou parte da diminuição das tarifas por meio da compensação de valores devidos a órgãos do Governo Federal, resultantes de energia adquirida e financiamentos.Em 2 de maio de 1995, o direito de receber o valor remanescente do Contas a Receber, no montante R$602, foi transferido do Governo Federal para o Governo Estadual, o acionista controlador da Companhia, por meio de um contrato de cessão de crédito (o “Contrato CRC”). Em conexão a essa cessão de crédito, o Governo Estadual concordou em pagar o valor devido à Companhia ao longo de 20 anos, com um período de carência de três anos, atualizada monetariamente com base na UFIR (Unidade Fiscal de Referência), acrescida de juros de 6% ao ano. Caso a Companhia receba pagamentos ou retenha dividendos para compensar os recebíveis, a Companhia está obrigada a emitir ações a todos os acionistas proporcionalmente às suas ações, transferindo o montante principal das prestações, de Lucros acumulados apropriados – Reserva de contas de resultado a compensar para Capital Social.

O Contrato CRC teve algumas alterações em 2001 relacionadas ao pagamento e sua garantia por parte do Governo Estadual, definindo que parte dos dividendos seriam retidos para pagamento. Anteriormente ao quarto aditivo, descrito abaixo, uma parcela do contas a receber não tinha garantia por parte do Governo Estadual. Consequentemente foi provisionado o montante de R$1.845 em 31 de dezembro de 2004, referente ao montante total sem garantia.

a) Quarto Aditivo ao Contrato CRC

A Assembléia Extraordinária de Acionistas que foi iniciada em 30 de dezembro de 2005, e finalizada em 12 de janeiro de 2006, aprovou a celebração do Quarto Aditivo ao Contrato CRC, o qual prorrogou a garantia relativa aos dividendos devidos ao Governo do Estado na forma do Segundo Aditivo ao Contrato de CRC e alterou a remuneração do saldo total do Contrato CRC para IGP-DI mais juros anuais de 8,18%. O saldo será pago em 61 parcelas semestrais, devidas em 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano, retroativamente a dezembro de 2004. Os pagamentos serão realizados por meio da retenção de 65,00% dos dividendos e juros sobre capital próprio devidos ao Governo do Estado. Os dividendos retidos serão utilizados na seguinte ordem: (i) liquidação de parcelas vencidas, (ii) liquidação de parcelas semestrais, (iii) pré-pagamento de até 2 parcelas; e (iv) pagamento do saldo devedor.

Em 31 de dezembro de 2008, o montante de R$73 foi pago antecipadamente sendo o seu vencimento em 30 de junho e 30 de dezembro de 2009.

b) Aporte dos créditos da CRC em Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios (“FIDC”)

Em janeiro de 2006, a Companhia aportou os créditos da CRC em Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios (“FIDC”). O valor contábil da conta CRC a receber foi transferido para a conta FIDC em janeiro de 2006 no valor de R$1.659. Parte do FIDC foi utilizado pela Companhia para obter financiamento no valor de R$900 na forma de quotas seniores. As quotas seniores foram subscritas e adquiridas por instituições financeiras e serão amortizadas em 20 parcelas semestrais, com atualização pela variação do CDI acrescidos de 1,7% de juros ao ano, garantidas pela CEMIG. Consequentemente, o FIDC foi integralmente consolidada pela Companhia e as cotas seniores contabilizadas no Financiamento de longo prazo.

A movimentação do FIDC em 2008 é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2007	1.763
Atualização monetária das quotas seniores	128
Atualização monetária das quotas subordinadas	26
Aporte nas quotas subordinadas	13
Amortização das quotas seniores	(128)
Amortização das quotas subordinadas	(1)
Saldo em 31 de dezembro de 2008	1.801

Composição do FIDC em 31 de dezembro de 2008	
- Quotas seniores de propriedade de terceiros	990
- Quotas subordinadas de propriedade da CEMIG	738
Dividendos retidos pelo Fundo	73
TOTAL	**1.801**

Os dividendos a serem distribuídos aos investidores referente ao lucro do ano encerrado em 31 de dezembro de 2008, foram propostos na Assembléia Geral e pelos Diretores do Conselho em conformidade com o estatuto da Companhia. Dos dividendos a serem distribuídos, R$210 deverão ser pagos ao Governo Estadual. Deste valor R$138 serão retidos para pagamento dos débitos do contrato da CRC .

Em relação ao Quarto Aditivo ao Contrato da CRC, a Companhia comprometeu-se a cumprir com as seguintes obrigações financeiras, que são calculadas com base nas demonstrações financeiras preparadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil:

Descrição da Meta –Conforme Br- GAAP	Índice Requerido
Endividamento (1)/LAJIDA (2)	Menor que 2
Endividamento (1) / Endividamento mais Patrimônio Líquido	Menor ou igual a 40,00%
Capital expenditures	Menor ou igual a 40,00% do LAJIDA (3)

(1) Endividamento = Total consolidado nos financiamento de curto e longo prazo.
(2) LAJIDA = Lucro antes de juros, impostos sobre o lucro, depreciações e amortizações.

Caso a Companhia não atenda aos *convenants* acima, o não atendimento deve ser endereçado pelo Conselho de Administração. Em 31 de dezembro de 2008 e 2007, a Companhia está em conformidade com os *convenats* mencionados acima.

4. ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS DIFERIDOS

Os componentes dos ativos regulatórios diferidos estão assim definidos:

	31 de dezembro de	
	2008	2007
Plano de Racionamento de Energia - Recomposição tarifária extraordinária (a):		
Perdas de receita incorridas durante o período de racionamento	-	35
Repasse a ser efetuado aos geradores	-	334
	--------	--------
	-	369
Negociações de energia na CCEE/MAE durante o plano de racionamento(b)	38	413
(-) Provisão para perda nas negociações na CCEE/MAE	(26)	(391)
	--------	--------
	12	22
Custos adicionais da Parcela A:		
- Período de 1º de Janeiro de 2001 a 25 de outubro de 2001 (c.1)	515	708
- Período de 26 de outubro de 2001 em diante (c.2)	380	(35)
Reajuste tarifário diferido (d)	133	545
PIS-PASEP/COFINS (e)	46	117
Revisão Tarifária (nota 26)	(214)	-
	--------	--------
	872	1.726
	--------	--------
Ativo circulante	754	903
Outros ativos	332	823
Passivo circulante	(214)	-

Os ativos regulatórios relacionados com Plano de Racionamento de Energia - Recomposição tarifária extraordinária, Negociações de energia na CCEE/MAE durante o plano de racionamento e Custos adicionais da Parcela A são atualizados pela SELIC. O Reajuste Tarifário Diferido e o ativo regulatório PIS-PASEP/COFINS são atualizados pelo IGP-M. Estes ativos estão sendo recuperados baseados no reajuste tarifário anual de 8 de abril de 2008. CEMIG estima o período a recuperar destes ativos em 31 de dezembro de 2008 que deve ser menor que 24 meses, exceto para o Custo da Parcela A, relacionada ao período de 1 de janeiro de 2001 à 25 de outubro de 2001, o qual é estabelecido pelo agente regulador iniciou em março de 2008. A Companhia tem a expectativa de recuperar estes ativos até 2010.

A Companhia não registra o ICMS incidente sobre os itens acima. O valor do ICMS no montante de R$36 em 31 de dezembro de 2008 (R$234 em 31 de dezembro de 2007), somente se torna uma obrigação para a Companhia a partir do momento em que as faturas são emitidas para os consumidores. Os valores de ICMS arrecadados dos consumidores são repassados às autoridades fiscais estaduais competentes, não afetando a receita operacional líquida. O ICMS não incide sobre os custos da parcela A e PIS/PASEP/COFINS.

(a) Plano de Racionamento de Energia – Recomposição tarifária extraordinária (“RTE”)

Um Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (“Plano de Racionamento de Energia”) foi introduzido pelo Governo Federal em 22 de maio de 2001, com o objetivo de reduzir o consumo e evitar a interrupção não planejada no suprimento de energia. A redução média no consumo mensal de energia elétrica durante o período do racionamento foi estimada em 20% do consumo efetivo dos meses de maio, junho e julho de 2000. O racionamento de energia vigorou de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002, quando o Governo Federal divulgou que o nível de água dos reservatórios a serviço das usinas hidrelétricas brasileiras havia voltado ao normal. Em conseqüência do Plano de Racionamento de Energia, as companhias de geração e de distribuição no Brasil, incluindo a CEMIG, sofreram uma redução em suas margens de lucro. Em dezembro de 2001, o Governo Federal e as companhias de energia elétrica no Brasil afetadas pelo Plano de Racionamento de Energia celebraram o Acordo Geral para restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos existentes e recuperar as receitas relativas ao período de vigência do Plano de Racionamento de Energia.

O Acordo Geral endereçou as perdas de margem incorridas pelas companhias distribuidoras e geradoras durante o período em que o Plano de Racionamento de Energia esteve em vigor e os custos da energia comprada no Mercado Atacadista de Energia (“MAE”), sucedido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (“CCEE/MAE”) até dezembro de 2002. Estes itens serão recuperados através de uma recomposição tarifária extraordinária como segue:

I. um reajuste de 2,90% para os consumidores das classes rural e residencial (excluindo os consumidores de baixa renda), iluminação pública e consumidores industriais de alta tensão em que o custo de energia elétrica represente 18,00% ou mais do custo médio de produção e que atendam a determinados requisitos, relacionados com o fator de carga e demanda de energia especificados pela Resolução ANEEL nº 130 de 30 de abril de 2002; e

II. reajuste de 7,90% para os demais consumidores.

A RTE foi utilizada para compensação dos itens a seguir:

❒ Perdas com faturamento no período de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002, correspondendo à diferença entre a receita estimada da CEMIG, caso não houvesse sido implementado o Programa de Racionamento, e a receita verificada sob a vigência do mesmo, conforme fórmula divulgada pela ANEEL. Não foram incluídas na apuração desse valor as eventuais perdas com inadimplência de consumidores.

❒ Repasse a ser efetuado às geradoras que compraram energia no MAE, sucedido em 2004 pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”), no período de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002, com preço excedente ao valor de R$49,26/MWh (“energia livre”).

O prazo de vigência da RTE da Cemig D e da Light Serviços de Eletricidade S.A. (“Light SESA”), de 74 meses, expirou em fevereiro de 2008, sendo que a Cemig D realizou baixa como perda de R$349 em função desse prazo não ter sido suficiente para recebimento do total dos ativos referentes a perdas com o racionamento.O resultado não foi impactado uma vez que o montante estava totalmente provisionado.

Também em função do término do prazo de vigência da RTE, a Companhia efetuou baixa dos valores a serem recolhidos para repasse aos geradores, no montante de R$323. Esta baixa não afetou o resultado do exercício, tendo em vista que foi também baixado, de forma simultânea, o passivo correspondente. (nota 12).

(b) Transações com energia livre - CCEE/MAE durante o plano de racionamento

Os montantes recebíveis referem-se à diferença entre os preços pagos pela CEMIG nas negociações de energia no âmbito da CCEE/MAE, durante o período de racionamento de energia e o montante de R$49,26/MWh que é recuperado por meio da recomposição tarifária extraordinária (RTE), conforme definido no Acordo Geral do Setor Elétrico. As distribuidoras de energia elétrica deveriam fazer a arrecadação e o repasse dos valores obtidos mensalmente através da recomposição tarifária extraordinária aos geradores e distribuidores com valores a receber, entre os quais está incluída a CEMIG, a partir de março de 2003.

A conclusão de certas ações judiciais que estão em andamento, impetradas por outros geradores, podem resultar em alterações futuras nos montantes registrados.

Baixa e Provisão para perdas

Conforme descrito acima, a Companhia recebe os valores de RTE de outras companhias de distribuição. A ANEEL estipulou um período determinado para as companhias de distribuição recolherem a RTE em suas contas de energia. Em função dessas companhias não terem arrecadado todo o valor, a Companhia não recebeu o ativo. Em 2008 a Companhia constituiu uma provisão de R$26 , que representa as perdas previstas em função do prazo de recebimento da RTE das distribuidoras que ainda estão repassando recursos a Companhia não ser suficiente, na estimativa da Companhia, para repasse integral dos valores devidos.

(c) Recuperação dos custos adicionais da Parcela A:

(c.1) Custos adicionais da Parcela A de 1º de Janeiro de 2001 a 25 de Outubro de 2001

Os valores de certos custos da Parcela A a ser compensado é definido pela diferença entre os desembolsos efetivamente ocorridos no período e os valores estimados dos custos apresentados na base de cálculo para a determinação do último reajuste tarifário anual antes do Plano de Racionamento de Energia. Os montantes serão acrescidos de juros com base na variação da SELIC do dia em que o custo foi pago até a data da recuperação.

A recuperação da Parcela "A" foi iniciada em março de 2008, logo após o final da vigência da RTE, utilizando os mesmos mecanismos de recuperação, ou seja, o reajuste aplicado nas tarifas para compensação dos valores da RTE continuará em vigor para compensação dos itens da Parcela "A".

A medida que os valores da Parcela "A" são recebidos na tarifa, a Companhia transfere o valor correspondente registrado no ativo para o resultado. Os valores transferidos em 2008 são conforme abaixo:

Valores transferidos para a despesa	2008
Energia Comprada para Revenda	191
Quota para a Conta de Consumo de Combustível – CCC	71
Quota de Reserva Global de Reversão – RGR	7
Tarifa de transporte de energia elétrica de Itaipu	3
Tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da rede básica	18
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	6
Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia	1
	267

(c.2) Custos adicionais da Parcela A a partir de 26 de Outubro de 2001

Em 25 de outubro de 2001, o Governo Federal, através da Portaria Interministerial nº. 296, criou um mecanismo de compensação para controlar as variações nos custos da Parcela A a serem compensados através de reajuste tarifário. Essa conta inclui os montantes resultantes da diferença entre os custos não controláveis da Parcela A incorridos a partir de 26 de outubro de 2001 e os custos estimados da Parcela A utilizados para estabelecer o reajuste tarifário anual, a partir de 8 de abril de 2001.

Os montantes devidos para os custos da Parcela A para o período a partir de 26 de outubro de 2001 são registrados como ativos regulatórios diferidos, como segue:

Itens da Parcela A	31 de dezembro de 2008	31 de dezembro de 2007
Encargos de serviços do sistema	158	20
Tarifa de compra de energia elétrica	110	(36)
Tarifa de transporte de energia elétrica de Itaipu Binacional	5	(1)
Quota para Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	61	(27)
Tarifa para uso da rede básica de transmissão	28	(11)
Quota da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	10	10
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	3	3
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	5	7
	-------	-------
	380	(35)
	====	====

Os valores mencionados acima são atualizados com base na taxa SELIC.

(d) Reajuste tarifário diferido

A Resolução ANEEL nº. 71, datada em 4 de abril de 2004, divulgou os resultados da revisão tarifária periódica que deveria ter sido aplicado pela Companhia em 8 de abril de 2003, era de 44,41% ao invés de 31,53%, que foi originalmente aplicado. A diferença será incluída pela ANEEL nos futuros reajustes tarifários. A diferença percentual de 12,88% será compensada através de um acréscimo de R$301,a valores de abril de 2003, em cada um dos reajustes tarifários previstos para ocorrerem de 2004 a 2007, incluindo atualização monetária pelo IGP-M acrescidos de juros de 11,26% a.a..

	31 dezembro de	
	2008	**2007**
Reajuste Tarifário Diferido – Desde 08/04/2003	950	950
Juros (definido pela ANEEL – 11,26% a.a.)	447	434
Atualização Monetária – IGP-M	202	190
(-) Valores Arrecadados	(1.466)	(1.029)
	133	545

(e) PIS-PASEP/COFINS

As Leis Federais Nºs. 10.637 e 10.833 aumentaram as alíquotas e alteraram a base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS sobre a renda. Como resultado de tais alterações, houve um aumento na despesa relativa ao PIS/PASEP e à COFINS, de dezembro de 2002 a junho de 2005 e de fevereiro de 2004 a junho de 2005, respectivamente.

A ANEEL reconheceu o direito da Companhia de registrar um ativo referente aos custos adicionais com o PIS/PASEP e a COFINS. Tais custos foram registrados nas demonstrações financeiras da Companhia como ativos regulatórios e houve uma contrapartida de redução das despesas com PIS/PASEP e COFINS .

5. IMPOSTOS DE RENDA DIFERIDOS

Os impostos incidentes sobre a renda no Brasil incluem o imposto de renda federal e a contribuição social sobre o lucro (correspondente a um imposto de renda federal adicional). Para fins dos U.S. GAAP, as taxas anuais aplicáveis são de 25% para o imposto de renda e 9% para contribuição social.

Os impostos são calculados individualmente para cada subsidiária e de acordo com a legislação brasileira eles não podem ser consolidados.

(a) Reconciliação de impostos de renda:

Os montantes apresentados como despesa de impostos de renda nas demonstrações financeiras são conciliados para as alíquotas nominais oficiais como segue:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2008	2007	2006
Lucro antes dos impostos sobre a renda	2.508	2.303	1.199
	=====	=====	=====
Imposto de renda (34%)	(853)	(783)	(407)
Efeitos:			
Benefício (despesa) tributário-			
Juros sobre capital próprio (1)	-	-	57
Provisão (reversão) para perda sobre as contas a receber do Governo do Estado de Minas Gerais (2)	-	-	143
Contribuição social sobre correção monetária complementar	-	-	(3)
Amortização de obrigações especiais (3)	-	-	(359)
Investimentos	70	77	30
Provisão	-	14	-
Outros	28	7	42
	-------	-------	-------
Despesa com imposto de renda e contribuição social	(755)	(685)	(497)
	=====	=====	=====
Corrente	(973)	(941)	(575)
Diferido	218	256	78
	-------	-------	-------
Despesa com imposto de renda e contribuição social	(755)	(685)	(497)
	=====	=====	=====

A taxa efetiva do imposto de renda é de 30% em 2008, 30% em 2007 e 41% em2006.

(1) As companhias brasileiras foram autorizadas a efetuar pagamento de juros sobre capital próprio. O cálculo é realizado com base no patrimônio líquido registrado nas demonstrações financeiras preparados de acordo com os princípios contábeis adotados no Brasil. A taxa de juros aplicada não deverá exceder a taxa de juros de longo prazo estipulada pelo Banco Central do Brasil, e os juros pagos não deverão exceder o maior entre 50% do lucro líquido do exercício ou 50% dos lucros acumulados acrescidos das reservas de lucros.

As quantias pagas em decorrência de juros sobre capital próprio são dedutíveis para fins de apuração do imposto de renda. Assim, ao contrário da distribuição de dividendos, a CEMIG obtém o benefício referente à redução dos impostos a pagar equivalente à aplicação das alíquotas de imposto de renda e contribuição social sobre o montante total dos juros sobre capital próprio. O pagamento de juros sobre capital próprio aos acionistas está sujeito a retenção de 15% a título de imposto de renda retido na fonte. Os juros sobre capital próprio são registrados nos livros contábeis, nas demonstrações financeiras, como receita financeira quando declarado pelas subsidiárias e como despesa financeira quando declarado a ser pago aos acionistas. Porém, para apresentação das demonstrações financeiras, a Companhia considera esta transação essencial. Juros sobre capital próprio é considerada dividendo a receber ou a pagar. Nas demonstrações financeiras, os registros mencionados acima, são reclassificados, o que significa que, os juros sobre capital próprio recebidos são creditados em investimentos e os juros sobre capital próprio pagos são deduzidos da reserva de lucros.

(2) Devido ao aporte dos créditos da CRC em Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios (FIDC), descrito na nota explicativa de n° 3, a Provisão para Perdas na Recuperação dos valores constituída em exercícios anteriores tornou-se dedutível para fins de cálculo do Imposto de Renda e Contribuição Social, de acordo com a legislação tributária brasileira.

(3) Em função da mudança na legislação da ANEEL em 2006, mencionada na nota 4, item “f”, a Companhia reconheceu uma despesa extraordinária nas suas operações em 2006, no valor de R$1.057 relacionado a parte das obrigações especiais previamente cobradas sobre imobilizado e o qual já foi depreciado pela Companhia.

(b) Análise dos saldos de impostos de renda diferidos:

Os créditos tributários existentes em 31 de dezembro de 2008 e 2007, foram calculados utilizando-se a alíquota de 34%, que é a alíquota que se espera estar em vigência no momento da realização. Os principais componentes dos saldos de impostos de renda diferidos consolidados são:

	31 de dezembro de	
	2008	**2007**
Impostos Diferidos no Ativo:		
Prejuízos fiscais a compensar	508	548
Obrigações pós emprego	306	411
Provisão para contingências	126	95
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	88	110
Diferença temporária nos ativos regulatórios	-	451
Outras diferenças temporárias	32	2
	-------	-------
Total dos impostos diferidos do ativo	1.060	1.617
Compensação de ativos e passivos	(140)	(657)
Provisão para perdas na realização do saldo do imposto diferido	(437)	(437)
	-------	-------
Imposto diferido líquido no ativo	483	523
	-------	-------
Impostos Diferidos no Passivo:		
Diferença temporária nos ativos regulatórios	(2)	(674)
Efeitos de diferenças entre o valor contábil e a base fiscal do ativo imobilizado	(276)	(285)
Outras diferenças temporárias	(10)	-
	-------	-------
Total dos impostos diferidos do passivo	(288)	(959)
	-------	-------
Compensação de ativos e passivos	140	657
Imposto diferido líquido no passivo	(148)	(302)
	-------	-------
Imposto diferido líquido	335	221
	====	====

	2008	2007
Ativo circulante	48	71
Outros Ativos	435	452
Passivo circulante	-	(140)
Exigível a longo prazo	(148)	(162)

Na avaliação da realização dos ativos tributários diferidos, considera-se se é mais provável que não que uma parte ou a totalidade desses ativos não seja realizado. A última realização de um ativo tributário diferido depende de futura geração de lucros tributáveis durante os períodos em que essas diferenças temporárias se tornarão dedutíveis. A Administração considera a previsão da reversão de impostos diferidos no passivo, rendimentos tributáveis futuros projetados, e estratégias de planejamento tributário nesse processo de avaliação. Com base no nível de rendimentos tributáveis históricos e projeções futuras, durante os períodos em que os impostos diferidos nos ativos são dedutíveis, acredita- se que é mais provável que não que a Empresa irá realizar os benefícios dessas diferenças dedutíveis, líquidos de provisões para perdas em 31 de dezembro de 2008. O montante dos ativos tributários diferidos considerados realizáveis; no entanto, pode ser reduzido a curto prazo, se as estimativas de lucros tributáveis futuros forem reduzidas.

O prejuízo fiscal no montante de R$508 de 31 de dezembro de 2008 pode ser compensado até o limite máximo de 30% do imposto a pagar anualmente e não prescrevem perante a legislação tributária brasileira.

Considerando, conforme mencionado anteriormente, que a legislação tributária brasileira permite as companhias se beneficiarem do pagamento de juros sobre o capital próprio e deduzirem tais pagamentos do seu lucro tributável, a Companhia adotou a opção tributária de pagar juros sobre o capital próprio aos seus acionistas. De acordo com o seu planejamento tributário, depois da compensação, nos próximos anos, de impostos registrados como impostos compensáveis, a Companhia vai pagar juros sobre capital próprio em um montante que vai reduzir o seu lucro tributável a um valor próximo ou igual a zero. Como conseqüência, essa alternativa vai eliminar o pagamento de imposto de renda e contribuição social pela Cemig Holding e os prejuízos fiscais não vão ser recuperados.

Conforme mencionado anteriormente, a Companhia considera o pagamento de juros sobre o capital próprio como parte do seu planejamento tributário e também considera que o pagamento de juros sobre o capital próprio no futuro e uma melhor alternativa que recuperar o prejuízo fiscal. Portanto, há uma provisão para perdas nas demonstrações financeiras, no montante de R$437 em 31 de dezembro de 2008, referente prejuízo fiscal sem previsão de recuperação.

A Companhia adotou as provisões do FIN 48 em 1º de janeiro de 2007 e reconhece o efeito da situação tributária somente se for mais provável que não que essa situação seja sustentada. . O reconhecimento dos procedimentos fiscais adotados são mensurados pelo maior valor referente que seja superior a 50% de realização. Mudanças do reconhecimento ou mensuração são refletidas no próprio período em que as mudanças ocorrem. Como resultado da implementação do FIN 48, a Companhia não registrou benefícios fiscais na contabilização de incertezas relativas ao imposto de renda. A reconciliação do inicial e final montante de benefícios fiscais não reconhecidos é como segue:

	2008	2007
Saldo em 1 de janeiro	32	28
Aumento na posição tributária no exercício	12	4
	-------	-------
Saldo em 31 de dezembro	44	32
	====	====

Estão incluídos no saldo total dos benefícios fiscais não reconhecidos em 31 de dezembro de 2008 e 2007, benefícios potenciais de R$44 e R$32 respectivamente, mencionados acima, que se reconhecidos, afetariam a taxa efetiva sobre renda de operações correntes. A Companhia reconheceu R$12 e R$1 de juros e multa relacionado aos benefícios fiscais em 2008 e 2007 não reconhecidos na demonstração do resultado do ano corrente. O total de juros e multas acumulados em 31 de dezembro de 2008 e 2007 são de R$34 e R$22 respectivamente.

A companhia e suas subsidiárias elaboram declaração de imposto de renda pessoa jurídica apenas no Brasil (exceto Transchile Charrua Transmissão S.A, domiciliada no Chile e em fase pré-operacional). A Companhia não é mais sujeita a auditoria da receita federal para anos anteriores a 2003. Todo o lucro antes da tributação e impostos relacionados são de origem brasileira. As principais ações judiciais em função de contestação da Receita Federal estão descritas na nota explicativa nº 17. A administração, baseada na opinião dos seus assessores legais, considera eu não há riscos significantes não cobertos pelas obrigações já registradas ou que resultariam em uma alteração material na sua posição financeira ou no resultado das operações. A companhia não espera que o total dos benefícios fiscais não reconhecidos irá aumentar ou reduzir de forma significativa nos próximos 12 meses.

A política da Companhia é registrar juros e multa referente benefícios tributários não reconhecidos como despesas financeiras na sua demonstração de resultado.

6. DISPONIBILIDADES

A tabela abaixo apresenta informação acerca das disponibilidades para os exercícios indicados:

	31 de dezembro de	
	2008	**2007**
Caixa e bancos	171	360
Aplicações financeiras de curto prazo, principalmente certificados de depósitos bancários	1.798	1.424
	-------	-------
	1.969	1.784
	===	===

As aplicações financeiras correspondem a operações realizadas com instituições financeiras nacionais e contratadas em condições e taxas normais de mercado, sendo que são de alta liquidez, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

7. CONTAS A RECEBER, LÍQUIDO

A tabela abaixo apresenta informação acerca do contas a receber por tipo de consumidor para as datas indicadas:

		Vencimento		Total 31 de dezembro de	
	Atual	Há mais de 90 dias	Over 90 days	2008	2007
Residencial	309	127	108	544	614
Industrial	306	51	331	688	559
Comercial	175	40	83	298	340
Rural	53	17	32	102	108
Poder público	73	22	70	165	220
Serviço público	43	4	11	58	54
Subtotal	959	261	635	1,855	1.895
Suprimento	90	14	7	111	128
	1,049	275	642	1,966	2.023
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(244)	(244)	(295)
	1,049	275	398	1,722	1.728
Ativo circulante				1,705	1.684
Outros ativos não circulantes				17	44

Nenhum consumidor individualmente representa mais de 10% do total do contas a receber em 31 de dezembro de 2008 e 2007 e da receita com fornecimento de energia elétrica para consumidores finais para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006.

Encontram-se registrados no Ativo Não Circulante (Realizável a longo prazo) valores a receber, no montante de R$17 em 31 de dezembro de 2008 (R$44 em 31 de dezembro de 2007), referentes às renegociações de débitos com a Companhia de Saneamento de Minas Gerais – COPASA e outros consumidores, a serem quitados até setembro de 2012.

Encontra-se registrado o valor de R$93 em 31 de dezembro de 2008 (R$91 em 31 de dezembro de 2007) referente créditos de consumidor industrial da Cemig D e Cemig GT, que não foram pagos em função de liminar cautelar que permitiu o não pagamento desse montante até o julgamento final de ação judicial questionando reajuste tarifário durante a vigência do Plano Cruzado através da Portaria 045/86. A Companhia tem a expectativa de que os valores mencionados serão integralmente recebidos antes do final do exercício de 2009.

As provisão para contas duvidosas por classe de consumidores são as seguintes:

	2008	2007
Residencial	68	77
Industrial	79	159
Comercial	62	40
Rural	14	8
Poder público	16	8
Serviço público	5	3
	244	295

As movimentações na provisão para contas duvidosas são as seguintes;

	2008	2007	2006
Saldo no início do exercício	295	297	214
Valores baixados	(108)	(95)	(11)
Provisão do exercício	57	93	94
	------	------	------
Saldo no final do exercício	244	295	297
	===	===	===

8. IMPOSTOS A RECUPERAR

A tabela a seguir demonstra os impostos a recuperar para as datas indicadas:

	31 de dezembro de	
	2008	2007
Ativo circulante -		
Imposto de renda	311	254
Contribuição social	120	99
ICMS	159	152
PIS-PASEP	14	27
COFINS	65	135
Outros	3	22
	-----	-----
	672	689
	====	====
Outros ativos não circulantes -		
Imposto de renda	163	233
Contribuição social	11	26
ICMS	79	57
	-----	-----
	253	316
	====	====

Os saldos de Imposto de Renda e Contribuição Social referem-se a créditos da Declaração do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica – DIPJ de anos anteriores e de pagamentos efetuados em 2008 que serão compensados com Imposto de Renda e Contribuição Social a pagar em 2009.

Os créditos de ICMS a recuperar, registrados no Ativo Realizável a Longo Prazo, são decorrentes de aquisições de ativo imobilizado, que podem ser compensados em 48 meses.

9. INVESTIMENTOS

A tabela a seguir descreve os investimentos:

	31 de dezembro de	
	2008	2007
Investimento na Rio Minas Energia	303	276
Investimento na GASMIG	320	193
Investimento na EATE	183	186
Investimento na ENTE	59	63
Investimento na Transleste	12	12
Investimento na ETEP	38	38
Investimento na Transchile	34	12
Investimento na Centroeste	7	7
Investimento na Transudeste	7	7
Investimento na ERTE	13	14
Investimento na ECTE	10	11
Investimento na Transirape	5	5
Investimento na Cachoeirão	17	17
Investimento na Guanhães	10	10
Investimento na Axxiom	3	-
Investimento na Pipoca	4	-
Investimento na EBTE	7	-
Investimento na Baguari Energia	140	-
Outros investimentos	31	18
	-------	-------
	1.203	869
	====	====

a) Aquisição de Participação em empresas transmissoras de energia

A Brookfield exerceu, em 24 de setembro de 2008, opção de venda para a CEMIG e Alupar Investimento S.A. na proporção de 95% e 5%, respectivamente, de suas ações representativas de 24,99% do capital votante da Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. – EATE, 24,99% do capital votante da Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. – ETEP, 18,35% do capital votante da Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. – ENTE, 18,35% do capital votante da Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. – ERTE e 7,49% do capital votante da Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. – ECTE.

A conclusão da operação e a efetiva aquisição das ações pela CEMIG estão sujeitas à aprovação da transferência das ações das empresas acima citadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e outros órgãos financiadores. A aprovação foi obtida em junho de 2009 e a Companhia esperá concluir esta transação até julho de 2009.

O valor a ser pago pela CEMIG referente a 95% das ações de propriedade da Brookfield será de R$331, com data-base em 16 de agosto de 2006 (R$489 atualizado em 31 de dezembro de 2008), e será corrigido até a data de fechamento.

Em 31 de outubro de 2008, após a aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e demais credores, a CEMIG através da sua controlada em conjunto Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. – EATE concluiu a aquisição de 80% do capital social da LUMITRANS – Companhia Transmissora de Energia Elétrica e de 80% do capital social da STC – Sistema de Transmissão Catarinense S.A. A EATE pagou R$32 pelas ações da Lumitrans e R$57 pelas ações da STC.

(b) Venda da subsidiária Way TV

Em 2005, o Conselho de Administração da Companhia autorizou a venda, através de leilão público, de toda a participação da Empresa de Infovias S.A. na Way TV Belo Horizonte S.A . No leilão realizado no dia 27 de julho de 2006,. a Way TV. foi integralmente vendida à TNL PCS Participações S.A., controlada da Tele Norte Leste Participações S.A., pelo valor de R$132.

O lucro na venda para a Infovias foi no valor de R$49, sendo reconhecido no quarto trimestre de 2007, após a publicação no Diário Oficial.

(c) Constituição dos Consórcios UHE Itaocara, PCH Paracambi e PCH Lajes

Em 03 de julho de 2008, o Conselho de Administração autorizou a participação da Cemig Geração e Transmissão S.A. em 49% do capital social dos empreendimentos UHE Itaocara, PCH Paracambi e PCH Lajes em parceria com a Light, bem como a celebração dos seguintes contratos de constituição entre a Cemig GT e subsidiárias da Light, conforme a seguir: Consórcio UHE Itaocara, em parceria com a Itaocara Energia Ltda., Consórcio PCH Paracambi, em parceria com a Lightger Ltda., e Consórcio PCH Lajes, em parceria com a Light Energia S.A., todos tendo como objeto a análise da viabilidade técnica e econômica, a elaboração dos projetos e a implantação, operação, manutenção e exploração comercial dos respectivos empreendimentos.

Todos os instrumentos particulares acima mencionados estão pendentes das autorizações ou anuências requeridas pelos órgãos regulatórios competentes, incluindo a ANEEL.

10. ATIVO IMOBILIZADO, LÍQUIDO

A tabela abaixo apresenta o ativo imobilizado consolidado:

	Taxa média anual de depreciação	31 de dezembro de	
		2008	2007
Em serviço	%		
Geração-			
Hidrelétrica	2,48	9,210	9.140
Hidrelétrica - Consórcios	2,49	1,229	1.185
Termelétrica	3,91	260	260
		---------	---------
		10,699	10.585
Transmissão	3,01	1,723	1.701
Distribuição	4,74	11,983	11.522
Administração	12,08	524	516
Telecomunicações	8,34	336	311
		---------	---------
		25,265	24.635
		======	======
Depreciação e amortização acumuladas			
Geração – Hidrelétrica e Termelétrica		(4,921)	(4.707)
Geração – Consórcios		(126)	(93)
Transmissão		(1,025)	(981)
Distribuição		(6,448)	(6.048)
Administração		(414)	(408)
Telecomunicações		(162)	(135)
		---------	---------
		(13,096)	(12.372)
		---------	---------
Total em serviço		12,169	12.263
		---------	---------
Construções em andamento			
Geração		218	226
Geração – Consórcios		43	122
Transmissão		64	61
Distribuição		1,092	806
Administração		119	117
Telecomunicações		28	7
		---------	---------
Total de construções em andamento		1,564	1.339
		=====	---------
Total		13,733	13.602
		=====	=====

Os encargos financeiros capitalizados durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006 totalizaram R$155, R$120 e R$293, respectivamente.

Em conformidade com a legislação brasileira, os ativos de geração, transmissão e distribuição de energia da CEMIG não podem ser cedidos, alienados, transferidos, vendidos ou hipotecados sem a autorização prévia da ANEEL. Os valores recebidos em virtude da alienação de ativos devem ser depositados em uma conta bancária vinculada e utilizado na compra de outros ativos da concessão. De acordo com as práticas correntes no Brasil para as Companhias do setor elétrico, de tempos em tempos, a CEMIG constrói sistemas de distribuição para o benefício de consumidores cujo custo é por estes reembolsado. Esses reembolsos são contabilizados como redução dos respectivos custos dos bens relacionados, na medida que são recebidos.

Encontra-se registrado em Imobilizações em Curso – Distribuição o montante de R$256, em 31 de dezembro de 2008 (R$307 em 31 de dezembro de 2007), referente ao Programa “Luz para Todos” em que aproximadamente 184.778 consumidores foram atendidos sendo a maioria em área rural. Este programa tem a participação de recursos do Governo Federal e do Governo Estadual.

Consórcios

A CEMIG é parceira em alguns consórcios para projetos de geração de energia elétrica. Cada participante tem o direito de utilização da energia gerada pela usina na proporção da sua participação. Estes projetos são administrados através de contratos bilaterais que estabelecem os direitos e obrigações de cada participante.

A participação da CEMIG em consórcios, representada pelos valores investidos nos projetos e que consta da tabela abaixo, é a seguinte:

	Participação da CEMIG %	2008	2007
Em serviço -			
Usina Hidrelétrica de Queimado	82,50	209	207
Usina Hidrelétrica de Funil	49,00	163	152
Usina Hidrelétrica de Igarapava	14,50	56	56
Usina Hidrelétrica de Porto Estrela	33,33	55	55
Usina Hidrelétrica de Aimorés	49,00	692	661
Usina Hidrelétrica de Cemig Capim Branco	21,05	54	54
(-) Depreciação Acumulada		(126)	(93)
		1.103	1.092
Construções em andamento -			
Usina Hidrelétrica de Queimado	82,50	25	14
Usina Hidrelétrica de Aimorés	49,00	11	25
Usina Hidrelétrica de Funil	49,00	2	11
Usina Hidrelétrica de Baguari	34,00	5	72
		43	122
		1.146	1.214

A participação dos outros parceiros nos consórcios para geração de energia está dividida da forma que segue:

Consórcio	Componentes do consórcio, exceto a CEMIG	Participação (%)
Usina Hidrelétrica de Porto Estrela	Companhia de Tecidos Nortes de Minas Gerais – COTEMINAS	33,34
	Companhia Vale do Rio Doce – CVRD	33,33
Usina Hidrelétrica de Igarapava	Companhia Vale do Rio Doce – CVRD	38,15
	Companhia Mineira de Metais – CMN	23,93
	Companhia Siderúrgica Nacional - CSN	17,92
	Mineração Morro Velho - MMV	5,50
Usina Hidrelétrica de Funil	Companhia Vale do Rio Doce - CVRD	51,00
Usina Hidrelétrica de Queimado	Companhia Energética de Brasília	17,50
Usina Hidrelétrica Aimorés	Companhia Vale do Rio Doce - CVRD	51,00
Usina Hidrelétrica Amador Aguair i e II	Companhia Vale do Rio Doce - CVRD	48,43
	Comercial e Agrícola Paineiras Ltda.	17,89
	Companhia Mineira de Metais - CMN	12,63
Usina Hidrelétrica de Baguari	Furnas Centrais Elétrica S.A	15,00
	Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A	51,00

b) Intangível

	31 de dezembro de	
	2008	2007
Intangível	426	360
Depreciação acumulada	(148)	(127)
	=====	=====
Total do Intangível	278	233

11. DEPÓSITOS JUDICIAIS

Os depósitos judiciais referem-se principalmente a impostos e contingências trabalhistas.

Os principais depósitos judiciais relativos a obrigações fiscais referem-se ao Imposto de Transmissão Causa Mortis e Doação - ITCMD no montante de R$50, à Contribuição Previdenciária e Imposto de Renda – referente a Indenização do Anuênio e Participação nos Resultados de R$53 e R$69, respectivamente e ao ICMS – referente a exclusão da base de cálculo do PIS/COFINS no montante de R$96.

12. FORNECEDORES

	31 de dezembro de	
	2008	**2007**
Suprimento de Energia Elétrica-		
Eletrobrás – Energia de Itaipu	169	197
Furnas Centrais Elétricas S.A.	68	66
Mercado Atacadista de Energia – CCEE/MAE	76	83
Pagamentos a geradores pela energia comprada na CCEE/MAE durante o período de racionamento	-	338
Outros	178	148
	--------	--------
	491	832
Materiais e serviços	228	293
	--------	--------
	719	1,125
	====	====
Passivo circulante	719	784
Exigível a longo prazo	-	341

Em razão do acordo celebrado entre a CEMIG, a ANEEL e os agentes do mercado, os valores devidos à CCEE/MAE deverão ser pagos até setembro 2009, com reajuste de acordo com a SELIC mais juros anuais de 1,00%. A decisão final de algumas ações judiciais movidas por agentes do Mercado referente a interpretação de algumas regras em vigor no período de realização das transações no âmbito da CCEE/MAE pode resultar em mudanças nos valores registrados. Vide nota 4.

13. IMPOSTOS A RECOLHER

A tabela a seguir descreve os impostos acumulados a recolher:

	31 de dezembro de	
	2008	**2007**
Circulante -		
Imposto de renda	44	40
Contribuição social	17	13
ICMS	277	300
COFINS	80	125
PIS	17	32
Outros	36	49
	-----	-----
	471	559
Longo prazo -		
Imposto de renda	1	2
COFINS	75	-
PASEP	30	-
	-----	-----
	106	2
	===	===
	577	561
	-----	-----

14. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

(a) As tabelas a seguir descrevem os financiamentos:

				Em 31 de dezembro de			
					2008		2007
Financiadores	Vencimento Principal	Encarogs Financeiros (%)	Moeda	Circulante	Longo Prazo	Total	Total
EM MOEDA ESTRANGEIRA							
ABN AMRO Bank – N. II	Amortização anual até 2013	6.00	US$	-	117	117	89
ABN AMRO Real S.A. III, IV and V	Amortização Semestral até 2009	6.35	US$	17	-	17	26
Banco do Brasil S.A. – Various (1)	Amortização Semestral até 2024	Diversas	US$	15	79	94	93
Banco do Brasil S.A. II	Amortização única em 2009	3.90	JPY	100	-	100	61
Banco Paribas II	Amortização Semestral até 2012	5.89	EURO	4	9	13	13
Banco Paribas I and III	Amortização Semestral até 2010	Libor + 1.87	US$	28	14	42	52
KFW	Amortização Semestral até 2016	4.50	EURO	2	15	17	16
UNIBANCO I, III e VIII	Diversas	6.50	US$	11	-	11	8
UNIBANCO III and V	Amortização única em 2009	5.50	US$	5	-	5	4
UNIBANCO IV and IX	Amortização única em 2009	5.00	US$	20	-	20	15
MBK Furukawa Sistemas S.A. / UNIBANCO	Amortização Semestral até 2008	Libor + 5.45	US$	-	-	-	6
Toshiba do Brasil S.A.	Amortização trimestral até 2009	Libor + 6.00	US$	9	-	9	7
				------	------	------	------
Total em moeda estrangeira				**211**	**234**	**445**	**390**

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Financiadores	Vencimento Principal	Encarogs Financeiros (%)	Moeda	2008 Circulante	2008 Longo Prazo	2008 Total	2007 Total
EM MOEDA NACIONAL							
Banco Credit Suisse First Boston S.A. II	Amortização única em 2010	106,00 do CDI	R$	-	75	75	75
Banco do Brasil S.A. III e VII	Amortização única em 2009	111,00 do CDI	R$	121	-	121	121
Banco do Brasil S.A. IV e VIII	Amortização anual até 2013	CDI + 1,70	R$	5	109	114	113
Banco do Brasil S.A. V e IX	Amortização única em 2013	107,60 do CDI	R$	12	126	138	136
Banco do Brasil S.A.	Amortização anual até 2014	104,10 do CDI	R$	30	1,200	1,230	1,224
Banco Itaú – BBA V	Amortização única em 2008	IGP-M + 10,48	R$	-	-	-	180
Banco Itaú – BBA III e VI	Amortização única em 2008	CDI + 2,00	R$	-	-	-	41
Banco Itaú – BBA IV e VII	Amortização anual até 2013	CDI + 1,70	R$	16	304	320	318
HSBC Bank Brasil S.A.	Amortização única em 2008	CDI + 2.00	R$	-	-	-	61
Banco Votorantim S.A. I e III	Amortização única em 2010	113,50% do CDI	R$	-	55	55	57
Banco Votorantim S.A. II,III, IV	Amortização anual até 2013	CDI + 1,70	R$	2	101	103	106
Banco WESTL do Brasil	Amortização única em 2008	IGP-M + 10,48	R$	-	-	-	45
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES	Amortização mensal até 2008	SELIC + 1,00	R$	-	-	-	26
Bradesco S.A. II, III	Amortização anual até 2013	CDI + 1,70	R$	22	379	401	398
Debentures II	Amortização única em 2009	CDI + 1,20	R$	357	-	357	356
Debentures II	Amortização única em 2011	104% do CDI	R$	5	239	244	243
Debentures III–Minas Gerais State Government	Diversas	IGP-M	R$	-	33	33	18
Debêntures IV	Amortização única em 2014	IGP-M + 10,50	R$	19	306	325	295
Debêntures V	Amortização única em 2017	IPCA + 7,96	R$	2	426	428	402
ELETROBRÁS I e III	Amortização mensal até 2013	FINEL + 7,50 e 8,50	R$	12	49	61	79
ELETROBRÁS IV	Amortização trimestral até 2023	UFIR + 6,00 a 8,00	R$	46	324	370	337
Large consumers – C.V.R.D.	Amortização Semestral até 2011	Diversas	R$	3	2	5	5
Banco Santander Brasil S.A. I e II	Amortização anual até 2013	CDI + 1,70	R$	1	80	81	81
UNIBANCO V	Amortização única em 2009	CDI + 2,98	R$	107	-	107	106
UNIBANCO VI e X	Amortização anual até 2013	CDI + 1,70	R$	13	309	322	320
UNIBANCO I	Amortização anual até 2013	CDI + 1,70	R$	7	74	81	79
Banco Itaú e Bradesco (2)	Amortização Semestral até 2015	CDI + 1,70	R$	132	858	990	990
Caixa Econômica Federal	Amortização única em 2008	101,5% do CDI	R$	-	-	-	200
Banco do Nordeste do Brasil	Amortização única em 2010	TR + 7,30	R$	74	31	105	
Outros	Diversas	Diversas	R$	-	-	-	12
				------	------	------	------
Total em moeda nacional				**986**	**5,080**	**6,066**	**6.424**
				------	------	------	------
TOTAL				**1,197**	**5,314**	**6,511**	**6.814**
				===	===	===	===

(1) Essas taxas de juros variam de 2,00 a 8,00% ao ano;

(2) Refere-se às quotas seniores dos fundos de direitos creditórios - FIDC;

(b) Composição dos financiamentos em moeda externa e indexadores:

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 em diante	Total
Moedas									
Dólar Norte-Americano	105	54	40	37	35	3	-	41	315
Euro	6	6	6	4	2	2	2	2	30
Yen	100	-	-	-	-	-	-	-	100
	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	211	**60**	**46**	**41**	**37**	**5**	**2**	**43**	**445**
Indexadores -									
Certificado de Depósito Interbancário – CDI	830	594	706	869	998	536	206	-	4.739
Índice Geral de Preços de Mercado – “IGP-M”	19	-	-	-	-	306	-	33	358
Unidade Fiscal de Referência – “UFIR”	46	42	47	44	38	38	36	79	370
Índice Interno da Eletrobrás – “FINEL”	12	12	13	13	11	-	-	-	61
Índice de Preço ao Consumidor Amplo – “IPCA	2	-	-	-	-	-	142	284	428
Taxa Referencial – “TR”	74	31	-	-	-	-	-	-	105
Others	3	-	-	-	1	1	-	-	5
	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	986	**679**	**766**	**926**	**1.048**	**881**	**384**	**396**	**6.066**
	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	1.197	**739**	**812**	**967**	**1.085**	**886**	**386**	**439**	**6.511**

(c) A tabela abaixo indica as variações, para os exercícios indicados nas taxas de câmbio das moedas estrangeiras/Real, para as principais moedas estrangeiras utilizadas para atualização dos financiamentos, expressos em percentagem:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2008	**2007**	**2006**
Moedas-			
Dólar Norte- Americano	31,94	(17,15)	(8,66)
Yen	62,89	(11,78)	(9,47)
Euro	24,13	(7,50)	1,85

(d) A tabela abaixo indica as variações, para os exercícios indicados, dos principais indexadores utilizados nos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, em percentagem:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2008	**2007**	**2006**
Indexadores -			
CDI	12,32	11,82	15,05
IGP-M	9,81	7,75	3,83
SELIC	12,48	11,88	15,10
FINEL	1,90	1,51	0,76

(e) A movimentação dos empréstimos, financiamentos e debêntures é como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de	
	2008	**2007**
Saldo no início do exercício	6.814	6.524
Empréstimos e Financiamentos obtidos	176	1.389
Variação monetária e cambial	322	63
Encargos financeiros provisionados	650	649
Encargos financeiros pagos	(644)	(672)
Amortização de financiamentos	(807)	(1.139)
	------	------
Saldo no final do exercício	**6.511**	**6.814**
	=====	=====

(f) As captações de recursos consolidadas durante o exercício de 2008 estão demonstradas abaixo:

Empréstimos / Financiadores	Vencimento Principal	Encargos Financeiros Anuais	Valor Captado
Moeda Nacional			
Cemig Distribuição			
Banco do Nordeste do Brasil	2010	TR + 7,30%	100
ELETROBRÁS	2020	6,00%	44
ELETROBRÁS	2016	6,00%	6
ELETROBRÁS	2015	7,00%	18
ELETROBRÁS	2013	6,50%	6
ELETROBRÁS	2013	6,50%	2
Total de Captações			**176**

(g) Cláusulas Restritivas - ‘Covenants’

Certos empréstimos, financiamentos e debêntures da CEMIG contêm algumas cláusulas restritivas financeiras que são calculadas com base nas demonstrações financeiras preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Os principais covenants em 31 de dezembro de 2008 são como segue:

Descrição da Cláusula Restritiva	Índice Requerido
Dívida/EBITDA;	Menor ou igual a 2,5
Dívida/EBITDA;	Menor ou igual a 3,36
Dívida Líquida/EBITDA	Menor ou igual a 3,25
Dívida Circulante/EBITDA	Menor ou igual a 90%
Dívida/Patrimônio Líquido + Dívida	Menor ou igual a 53%
EBITDA/Encargos Dívidas	Maior ou igual a 2,8
EBITDA/Juros	Maior ou igual a 3,0
EBITDA/Resultado Financeiro	Maior ou igual a 2,0
Investimento/EBITDA	Menor ou igual a 60%

Dívida Líquida = Dívida total menos saldo de caixa e menos títulos negociáveis
EBITDA = Lucro antes dos juros, impostos (sobre o lucro), depreciações e amortizações. Em alguns contratos são estabelecidos critérios específicos de cálculo do EBITDA, com algumas variações em relação a fórmula mencionada.

Todas as cláusulas restritivas acima foram atendidas pela Companhia em 2008 e 2007.

15. ENCARGOS REGULATÓRIOS

A tabela a seguir descreve os encargos regulatórios da Companhia a pagar:

	31 de dezembro de	
	2008	**2007**
Reserva global de reversão	32	23
Conta de consumo de combustível	42	30
Encargo de capacidade emergencial	36	38
Conta desenvolvimento energético	30	34
Eficiência energética e Programa de Pesquisa e Desenvolvimento	327	267
Outros	13	7
	-----	-----
	480	399
	===	===
Passivo Circulante	460	384
Exigível a Longo prazo – outros	20	15

(a) Reserva global de reversão:

A reserva global de reversão foi criada como um fundo a ser gerenciado pela ELETROBRÁS (Centrais Elétricas Brasileiras S.A., *holding* estatal para investimentos no setor elétrico brasileiro), com o propósito de reembolsar as companhias do setor elétrico quando do término do período da concessão e da reversão para o Governo Federal dos seus ativos sujeitos à concessão. As contribuições para o fundo são cobradas das companhias, à taxa de 2,5% dos ativos em serviço, limitada a 3% do total de receitas operacionais anuais, líquidas do ICMS incidente nas vendas para consumidores finais.

(b) Quota de Consumo de Combustível:

A Quota de Consumo de Combustível corresponde a contribuições efetuadas pelas empresas concessionárias de energia elétrica para subsidiar o custo dos combustíveis utilizados no processo de geração de energia termelétrica no sistema de energia brasileiro.

(c) Encargo de Capacidade Emergencial:

O encargo de Capacidade Emergencial representa um novo encargo estabelecido em 2002, que é rateado entre os consumidores finais de energia elétrica, e refere-se à aquisição de energia e contratação de capacidade de geração pela Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica (CBEE).

(d) Conta de Desenvolvimento Energético:

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE - foi criada pela Lei nº 10.438/02, com o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCH”), biomassa, gás natural e carvão mineral. Os valores a serem pagos pela CEMIG foram definidos pela Resolução nº 42, da ANEEL, de 31 de janeiro de 2003.

(e) Eficiência Energética e Programa de Pesquisa e Desenvolvimento

De acordo com a regulamentação do setor de energia elétrica, as distribuidoras e geradoras de energia elétrica devem investir 1% de sua renda líquida em programas de pesquisa e desenvolvimento sobre eficiência energética. Tal porcentagem é incluída anualmente nas receitas da CEMIG por meio do reajuste tarifário estipulado pela ANEEL e devem ser destinadas a esse programa.

16. OBRIGAÇÕES PÓS-EMPREGO

A CEMIG patrocina um plano de pensão, administrado pela Fundação Forluminas de Seguridade Social – “FORLUZ”, abrangendo a maioria de seus empregados. Com relação a este plano, o SFAS 87 *“Employer’s Accounting for Pensions”* (Contabilização pensões por empregadores), tem sido aplicado desde 1º de janeiro de 1995. Entretanto, a amortização do *“Net Transition Obligation”* (Obrigação de transição líquida), existente em 1º de janeiro de 1995, foi calculada retroativamente como se tivesse sido determinada em 1º de janeiro de 1989, quando a aplicação do SFAS 87 passou a ser aplicável para fundos de pensão estabelecidos fora dos Estados Unidos.

Até outubro de 1997, a Companhia patrocinava somente um plano de benefício definido. Entre 29 de setembro de 1997 e 1° de maio de 1998, foi facultado aos participantes a migração para um plano de contribuição definida. Os participantes que optaram pelo novo plano tinham duas opções. A primeira era manter o saldo adquirido no plano de benefício definido até a data da migração, sem aumento nos benefícios por futuros aumentos salariais ou serviços futuros, sendo que as contribuições futuras seriam efetuadas para o novo plano através de contas individuais. A segunda opção para estes participantes que migraram para o plano de contribuição definida era transferir o saldo acumulado até aquela data para suas contas individuais no plano de contribuição definida. Em ambas as alternativas, os participantes adquiriram totalmente o direito pelos saldos acumulados até a data da migração.

No plano de contribuição definida, a Companhia participa com contribuição paritária à dos empregados, sendo estas de 3% a 12% do salário de cada um dos funcionários, dependendo de fatores específicos. O total do ativo do plano de contribuição definida (que também é administrado pela FORLUZ) em 31 de dezembro de 2008 e 2007 era R$2.386 e R$2.131, respectivamente, e as despesas com a contribuição para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006 foram de R$49, R$34 e R$53, respectivamente.

A CEMIG também patrocina planos de saúde e paga prêmio de seguro de vida para os aposentados. A contabilização destes benefícios está de acordo com o SFAS 106 *"Employers' Accounting for Post-retirement Benefits other than Pensions"* (Contabilização por empregadores de outros benefícios pós-emprego além de plano de pensão).

A CEMIG utiliza a data de 31 de dezembro para avaliar os seus benefícios pós-emprego para os empregados.

A Companhia adotou o SFAS No. 158, em 31 de dezembro de 2006, que requer o reconhecimento da cobertura de planos de pensão e outros benefícios pós-emprego como um direito ou uma obrigação nas demonstrações financeiras, e os reflexos das mudanças na cobertura do plano no ano em que elas ocorreram, na conta Patrimônio Líquido. A Companhia reconheceu um ajuste, líquido de impostos, pela adoção da provisão do SFAS No. 158 em 31 de dezembro de 2006.

Amortização das Obrigações Atuariais

Parte da obrigação atuarial com benefícios pós-emprego, no montante de R$942 em 31 de dezembro de 2008 (R$1.063 em 31 de dezembro de 2007) foi reconhecida como obrigação a pagar pela CEMIG e será amortizada até junho de 2024, através de prestações mensais calculadas pelo sistema de prestações constantes (Tabela Price). Parte dos valores é reajustada anualmente com base no indexador de reajuste salarial dos empregados da Companhia (não incluindo produtividade), incluído no plano de benefício definido e parte é reajustada pelo IPCA do IPEAD, acrescido de 6% ao ano.

Caso a FORLUZ venha a apresentar superávits técnicos pelo período de três anos consecutivos, estes poderão ser utilizados para a redução das obrigações a pagar pela CEMIG, mencionadas no parágrafo anterior, conforme previsto contratualmente. Portanto, o superávit apresentado pela FORLUZ em 2006, no montante de R$207, foi utilizado para reduzir o débito da empresa supramencionado e consequentemente dos pagamentos anuais da contribuição CEMIG para Forluz. Esta compensação não representa uma redução das obrigações da CEMIG, a qual é mensurada de acordo com critérios atuariais.

A movimentação dos benefícios não cobertos por contribuições da patrocinadora dos planos são demonstradas a seguir:

	Plano de benefício definido		**Plano de saúde, odontológico e seguro**	
	Exercícios findos em 31 de dezembro de		**Exercícios findos em 31 de dezembro de**	
	2008	**2007**	**2008**	**2007**
Obrigações projetadas	5.572	5.789	922	900
Valor de mercado dos ativos do plano	(4.654)	(4.385)	-	(33)
	--------	--------	-------	-------
Benefícios não cobertos	918	1.404	922	867
	=====	=====	====	====

As movimentações nas obrigações com benefícios pós-emprego para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2008 e 2007 são demonstradas a seguir:

	Plano de benefício definido		Plano de saúde, odontológico e seguro	
	Exercícios findos em 31 de dezembro de		Exercícios findos em 31 de dezembro de	
	2008	2007	2008	2007
Obrigação com o benefício projetado– início do exercício	5.789	5.009	900	790
Custo do serviço	6	6	45	36
Juros sobre a obrigação atuarial	543	546	84	86
Perda (ganho) Atuarial	(387)	601	(65)	60
Benefícios pagos aos participantes	(379)	(373)	(42)	(72)
	--------	--------	-------	-------
Obrigação com o benefício - final do exercício	5.572	5.789	922	900
	=====	=====	====	====

A obrigação acumulada com benefícios em 31 de dezembro de 2008 e 2007, é de R$5.445 e R$7.796, respectivamente, e as contribuições esperadas a serem pagas ao Plano de benefício definido, Plano de saúde, odontológico e seguro para o próximo ano são R$140 e R$320, respectivamente.

As movimentações nos ativos do plano para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2008 e 2007 são demonstradas a seguir:

	Plano de benefício definido		Plano de saúde, odontológico e seguro	
	Exercícios findos em 31 de dezembro de		Exercícios findos em 31 de dezembro de	
	2008	2007	2008	2007
Valor de mercado dos ativos do plano - início do exercício	4.385	3.983	33	30
Contribuições do empregador	165	191	42	36
Contribuições dos empregados	-	-	-	33
Rendimento efetivo dos ativos do plano	483	584	(33)	5
Benefícios pagos aos participantes	(379)	(373)	(42)	(71)
	--------	--------	--------	--------
Valor de mercado dos ativos do plano – final do exercício	4.654	4.385	-	33
	=====	=====	=====	====

As movimentações nas obrigações com benefícios pós-emprego (líquido dos impostos) reconhecidos como Outros Ganhos Abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006 são demonstradas a seguir:

	2008	2007	2006
Outros ganhos abrangentes acumulados no início do exercício	1.010	610	506
Valor inicial devido a adoção do SFAS 158, líquido de impostos	-	-	244
Aumento (redução) da obrigação mínima adicional	(299)	400	(140)
	---------	---------	---------
Outros ganhos abrangentes acumulados no final do exercício	711	1.010	610
	=====	=====	=====

Os componentes do Outros ganhos abrangentes acumulados (SFAS 158) para o exercício findo em 31 de dezembro de 2008 são os seguintes:

	Plano de benefício definido	Plano de saúde, odontológico e seguro
Obrigações de transição (ativo) não reconhecidos no NPPC no início do período	-	12
Obrigações de transição (ativo) reconhecidos no NPPC durante o período	-	(5)
Custo inicial do serviço (crédito) não reconhecidos no NPPC no início do período	100	58
Custo inicial do serviço (crédito) reconhecidos no NPPC durante o período	(10)	(6)
Ganho/Perda não reconhecidos no NPPC no início do período	1,209	151
Ganho/Perda reconhecidos no NPPC durante o período	(38)	(12)
Total Líquido da Perda (ganho) Atuarial durante o período	(389)	7
	-------	-----
Total Acumulado da Perda com Outros ganhos abrangentes em 31/12/2008	872	205
	====	===

Os componentes do custo líquido do período, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006 são os seguintes:

	Plano de benefício definido			**Plano de saúde, odontológico e seguro**		
	Exercícios findos em 31 de dezembro de			**Exercícios findos em 31 de dezembro de**		
	2008	**2007**	**2006**	**2008**	**2007**	**2006**
Custo do serviço	6	5	6	45	36	31
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	543	545	545	84	86	78
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(481)	(566)	(506)	(4)	(4)	(4)
Amortização da obrigação de transição	-	-	-	5	5	6
Amortização de perdas (ganhos)	38	-	33	12	9	11
Contribuição esperada dos empregados	-	-	-	(34)	(26)	(22)
Amortização dos custos de serviço passado	10	10	10	6	5	2
	-------	-------	-------	-----	-----	-----
Custo líquido do período	116	(5)	88	114	111	102
	====	====	====	===	===	===

Os componentes do custo projetado líquido do período para o exercício de 2009 são os seguintes:

	Plano de benefício definido	**Plano de saúde, odontológico e seguro**
Custo do serviço	5	11
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	549	93
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(558)	-
Amortização dos custos de serviço passado	10	6
Amortização da obrigação de transição	-	5
Amortização de perdas	-	12
	-----	-----
	6	127
	===	===

A distribuição média ponderada dos ativos por categoria é a seguinte:

	Plano de benefício definido, Plano de saúde e odontológico		
Tipo de investimento	**Distribuição dos ativos em 31 de dezembro de**		**Meta de alocação de ativos de acordo com o percentual ou a média percentual do Comitê de Investimentos da FORLUZ**
	2008	**2007**	
Títulos representativos de dívida	85,46%	80,70%	De 70% a 100%
Ações	8,56%	14,57%	até 20%
Bens Imóveis	3,03%	1,81%	até 7%
Empréstimos a participantes	2,95%	2,92%	até 10%
	-------------	-------------	
Total	100,00%	100,00%	
	=======	=======	

Estratégias de investimento:

- O Comitê de Investimentos da FORLUZ determina as diretrizes de investimento;
- Objetivos de investimento: atingir o rendimento atuarial mínimo (IPCA/IPEAD mais 6% ao ano), em curto e longo prazos;
- Tipos de investimentos permitidos: Renda fixa com baixo risco de crédito, ações, bens imóveis e empréstimos a participantes;
- Tipos de investimentos não permitidos: ativos de médio e alto risco, moedas estrangeiras e outros de acordo com a legislação brasileira.
- Uso de derivativos: com o propósito de proteção contra exposição a riscos.

Rendimentos esperados para os investimentos nos ativos do plano:

- Renda fixa: Cotações de mercado do CDI, IGP-M, INPC (1), IPCA/IBGE (2),
- Ações: média Cotações de mercado do IBOVESPA (3)
- Bens Imóveis: Estimativa de preço de venda, baseado em relatórios externos - IPCA/IPEAD + 6% ao ano
- Empréstimos a participantes: Contabilizado pelos termos do contrato dos respectivos participantes. Estes empréstimos possuem taxa flutuante - IPCA/IPEAD + 10,03% ao ano

(1) *Índice Nacional de Preços ao Consumidor* – INPC
(2) *Índice de Preços ao Consumidor Amplo*- IPCA
(3) *Índice da Bolsa de Valores de São Paulo* – IBOVESPA

Em 31 de dezembro de 2008 e 2007, os ativos do plano de pensão incluíram títulos emitidos pela CEMIG como se segue:

	Plano de benefício definido	
	31 de dezembro de 2008	**31 de dezembro de 2007**
Debêntures	354	342
Ações	29	31
	-------	-------
	383	373
	====	====

As premissas utilizadas pela Companhia em 2008 e 2007 para seus planos de pensão definidos são como segue (percentual incluindo inflação projetada de 5% ao ano):

	2008	**2007**
Método atuarial	Unidade de crédito projetada	Unidade de crédito projetada
Taxa Anual de Desconto para Valor Presente da Obrigação Atuarial	10,24	11,28
Taxa Anual de Rendimento Esperado Sobre os Ativos do Plano	12,32	9,72
Índice Anual Estimado de Aumentos Salariais Futuros	6,08	6,08
Taxa Anual de Crescimento Real dos Benefícios de Renda Continuada	4,00	4,00
Tábua Biométrica de Mortalidade Geral	AT - 83	AT - 83
Tábua Biométrica de Entrada de Invalidez	Light Medium	Light Medium
Tábua Biométrica de Mortalidade de Inválidos	IAPB-57	IAPB-57
Taxa Anual de Rotatividade Esperada	2,00	2,00

O entendimento utilizado para determinação da taxa de rendimento a longo prazo sobre os ativos descrita acima é baseada na expectativa da administração de retorno de longo prazo e das taxas dos títulos público do Governo brasileiro, com taxa de desconto adicionada de 2% ou 3% que a Companhia considera razoável.

A obrigação da CEMIG relacionada ao plano de saúde para aposentados é calculada considerando uma contribuição anual definida por funcionário, baseada na sua expectativa de vida. O montante da contribuição não é baseado no aumento ou redução dos custos das despesas médicas. Se a contribuição pré-determinada não cobrir as despesas de benefícios futuros, será cobrada uma contribuição adicional dos empregados da CEMIG, ou os benefícios médicos relacionados serão reduzidos, conforme o acordo celebrado entre a CEMIG e o sindicato referente ao plano de saúde.

Pagamentos de Benefícios Futuros Estimados

Os pagamentos indicados a seguir, os quais refletem expectativas de serviços futuros, se aplicável, são previstos como segue:

	Aposentadorias	Plano de saúde, odontológico e seguro
2009	410	79
2010	406	82
2011	402	87
2012	397	91
2013	391	95
2014 em diante	1,857	550
	3,863	984

A Companhia espera contribuir com R$172 para seu plano de pensão e R$12 para seu plano de saúde, seguro e plano odontológico em 2009.

17. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

A CEMIG e suas controladas são partes integrantes em processos legais no Brasil, oriundos do curso normal de suas operações, envolvendo questões tributárias, trabalhistas, cíveis e outros assuntos. A Companhia acredita que eventuais perdas em excesso aos montantes provisionados para tais contingências, não afetarão de forma relevante o resultado das operações e a posição financeira da Companhia. Para aquelas contingências cujos desfechos desfavoráveis são considerados prováveis a Companhia constituiu provisões para perdas, como segue:

	31 de dezembro de	
	2008	2007
Trabalhistas		
Diversas	82	78
Cíveis		
Danos Pessoais	35	8
Majoração Tarifária	78	72
Outros	109	55
	222	135
Fiscais		
FINSOCIAL	21	21
ICMS	-	2
Impostos e Contribuições – Exigibilidade Suspensa	77	46
INSS	1	1
Outros	13	9
	112	79
Regulatórios		
Processos Administrativos da ANEEL	56	54
Total	472	346

Os detalhes sobre as provisões constituídas são como segue:

(a) Contingências Trabalhistas:

As reclamações trabalhistas referem-se basicamente a questionamentos de horas-extras e adicional de periculosidade.

(b) Majoração Tarifária

Diversos consumidores industriais impetraram ações contra a CEMIG objetivando reembolso para as quantias pagas em função do aumento de tarifa durante o plano de estabilização econômica do Governo Federal denominado “Plano Cruzado”, em 1986, alegando que tal aumento violou o controle de preços instituído por aquele plano. A CEMIG estima os valores a serem provisionados com base nos valores faturados questionados e com base em decisões judiciais recentes. A Companhia constituiu uma provisão correspondente a perda que considera como provável na questão, no valor de R$78.

Um dos consumidores industriais que possui ação judicial contra a Companhia em função da questão mencionada acima havia conseguido uma liminar judicial que impedia a interrupção de fornecimento de energia elétrica às suas instalações. Em 19 de fevereiro de 2009, o Superior Tribunal de Justiça aceitou o pedido da CEMIG de suspender os efeitos da liminar, por entender que não é possível impor à CEMIG a continuidade na distribuição de eletricidade sem o recebimento pelo serviço.

(c) Impostos e Contribuições – Exigibilidade Suspensa

A provisão constituída de R$77 em 31 de dezembro de 2008 (R$46 em 31 de dezembro de 2007) refere-se à dedução na base de cálculo do IRPJ da despesa com Contribuição Social paga desde 1998. A CEMIG possui liminar concedida pela 8ª Vara da Justiça Federal, em 17 de abril de 1998, para não recolhimento deste tributo.

(d) Processos Administrativos da ANEEL

Em 09 de janeiro de 2007, a ANEEL notificou a Cemig Distribuição S.A. por considerar incorretos alguns critérios adotados pela Companhia na apuração da receita com subvenção de baixa renda, questionando os critérios de identificação dos consumidores que deveriam receber o benefício e também o cálculo de apuração da diferença a ser reembolsada pela Eletrobrás, no montante estimado de R$143. A Companhia constituiu uma provisão correspondente a perda que considera como provável na questão, no valor de R$44.

A Cemig Geração e Transmissão foi autuada pelo Instituto Estadual de Florestas – IEF, alegando que a Companhia deixou de adotar medidas de proteção à fauna ictiológica, causando mortalidade de peixes, em decorrência de vazão e operação de máquinas na Usina Hidrelétrica de Três Marias. A Companhia apresentou defesa e considera o risco de perda nesta ação como provável e no valor de R$7.

(e) Ações Cíveis e outras:

Refere-se basicamente a diversas reivindicações de pessoas que sofreram danos, principalmente por acidentes sofridos em decorrência dos negócios da Companhia e danos sofridos pela interrupção de fornecimento de energia. A provisão em 31 de dezembro de 2008 representa a perda potencial sobre as reivindicações.

(f) Contingências com avaliação de perda remota ou possível

A CEMIG possui outros processos jurídicos relevantes para os quais a Companhia considera remoto ou possível um resultado desfavorável. A CEMIG não espera incorrer em quaisquer perdas materiais relacionadas a essas contingências e portanto, não contabilizou a respectiva provisão para contingência. Alguns detalhes relacionados a essas matérias são como segue:

(I) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre Benefícios Pós-Emprego

A Secretaria da Receita Federal, em 11 de outubro de 2001, emitiu um Auto de Infração, no montante atualizado de R$320, em função da utilização de créditos fiscais que resultaram na retificação das declarações de imposto de renda de 1997, 1998 e 1999. As declarações de imposto de renda foram retificadas como resultado da mudança no método de contabilização do passivo de benefícios pós-emprego. As obrigações pós-emprego adicionais que resultaram das alterações na forma de contabilização foram reconhecidas nos exercícios fiscais retificados, resultando em prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social.

A CEMIG apresentou um recurso administrativo junto ao Conselho de Contribuintes do Ministério da Fazenda obtendo decisão favorável para os anos de 1997 e 1998 e desfavorável em relação ao ano de 1999. Essa decisão desfavorável implicaria na redução no prejuízo fiscal/base negativa, registrados como créditos tributários, no montante histórico de R$29. Não foi constituída provisão para contingências para fazer face a eventuais perdas com essa autuação, tendo em vista que a CEMIG considera ter sólido embasamento jurídico que fundamenta os procedimentos adotados para a recuperação dos referidos créditos fiscais. A expectativa de perda nessa ação é considerada remota.

Os créditos fiscais constituídos, mencionados no parágrafo anterior, foram utilizados pela CEMIG na compensação de impostos pagos nos exercícios de 2002 e 2003. Devido a este fato, a CEMIG ficou exposta a uma penalidade adicional no montante de R$286. Não foi constituída provisão para contingências para fazer face a eventuais perdas, já que a CEMIG considera ter sólido embasamento jurídico que fundamenta os procedimentos adotados e considera sua expectativa de perda nesta ação como remota.

(II) ITCMD – Imposto de Transmissão Causa Mortis e Doação

O Estado de Minas Gerais processou a Companhia pelo não pagamento do Imposto de Transmissão Causa Mortis e Doação – ITCMD no montante de R$141, em 31 de dezembro de 2008. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa disputa, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa e a expectativa de perda nesta ação é considerada como remota.

(III) Atos da Agência Reguladora

A ANEEL impetrou ação administrativa contra a CEMIG afirmando que a Companhia deve R$1.033, ao Governo Federal, em decorrência de um alegado erro no cálculo dos créditos da CRC – Conta de Resultados a Compensar, que foram previamente utilizados para reduzir as quantias devidas ao Governo Federal. Em 31 de outubro de 2002, a ANEEL emitiu uma decisão administrativa final contra a CEMIG. Em 9 de janeiro de 2004, a Secretaria do Tesouro Nacional emitiu ofício de cobrança para ser pago até 30 de janeiro de 2004. A Companhia não efetuou o pagamento por acreditar ter argumentos de mérito para defesa judicial e a expectativa de perda nessa ação é possível.

Em 14 de novembro de 2003, o Tribunal de Contas da União iniciou um procedimento administrativo contra a ANEEL para avaliar os critérios adotados pela Agência no Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, ou PERCEE. O Tribunal de Contas solicitou a CEMIG que providenciasse certas informações com relação a suas tarifas, o que, de acordo com o Tribunal de Contas da União, foram aprovadas incorretamente pela ANEEL. Adicionalmente, o Tribunal de Contas da União contestou o índice e o Fator X utilizados pela ANEEL na revisão tarifária de 2003. A CEMIG impetrou um processo administrativo antes que o Tribunal de Contas da União contestasse a decisão.

A potencial perda nessas ações do Tribunal de Contas é de R$85. A Companhia não registrou nenhuma provisão referente a esta provisão e considera a expectativa de perda como possível.

(IV) Obrigações Previdenciárias e Fiscais – Indenização do Anuênio e Participação nos Resultados

A CEMIG e suas controladas Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição pagaram uma indenização aos empregados no exercício de 2006, no montante de R$178, em troca do direito referente aos anuênios futuros que seriam incorporados aos salários. A Companhia e suas controladas não efetuaram os recolhimentos de Imposto de Renda e Contribuição Previdenciária sobre este valor por considerarem que essas obrigações não são incidentes sobre verbas indenizatórias. Entretanto, para evitar o risco de uma eventual multa em função de uma interpretação divergente da Receita Federal, a Companhia e suas controladas decidiram impetrar mandatos de segurança que permitiram o depósito judicial no valor das potenciais obrigações sobre esta verba, no montante de R$86 em 31 de dezembro de 2008, registrado na conta de Depósitos Vinculados a Litígios. Nenhuma provisão foi constituída para eventuais perdas e a Companhia e suas controladas consideram o risco de perda nesta ação como possível, mas não provável.

Em setembro de 2006 a CEMIG foi notificada pelo INSS em função do não recolhimento da contribuição previdenciária sobre os valores pagos a título de participação nos resultados no período de 2000 a 2004, que representa o montante de R$112. A Companhia recorreu na esfera administrativa contra a decisão. Nenhuma provisão foi constituída para eventuais perdas e a CEMIG acredita ter argumentos de mérito para defesa, sendo que a expectativa de perda nesta ação é considerada possível.

(V) ICMS

Desde 2002 a Companhia recebe uma subvenção da Eletrobrás em função do desconto nas tarifas dos consumidores de baixa renda. A Companhia foi autuada pela Secretaria da Receita Federal do Estado de Minas Gerais, por considerar que a subvenção recebida deve ser incluída na base de cálculo do ICMS, no montante de R$130. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa disputa, uma vez que a Companhia acredita não ser uma obrigação legal e ter argumentos de mérito para defesa contra esta demanda. A expectativa de perda nesta ação é considerada como possível.

A CEMIG foi autuada, como coobrigada, em operações de venda de excedente de energia elétrica efetuadas por consumidores industriais no período de racionamento de energia elétrica, onde foi exigido pela Secretaria da Fazenda do Estado de Minas Gerais o recolhimento de ICMS sobre tais transações, no montante de R$22. Caso a Companhia venha a ter que recolher o ICMS incidente sobre essas transações, poderá requerer o ressarcimento junto aos consumidores para recuperar o valor do tributo mais a eventual multa. A expectativa de perda nessa ação é considerada possível.

(VI) Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza - ISSQN

A Companhia está envolvida em litígio com a Prefeitura de Belo Horizonte relativo aos critérios de incidência do ISSQN sobre os serviços executados pela Empresa. O valor envolvido na ação é de R$33. Nenhuma provisão foi constituída para eventuais perdas e a CEMIG acredita ter argumentos de mérito para defesa, sendo que a expectativa de perda nesta ação é considerada possível.

(VII) Contingência regulatória – CCEE

A AES Sul Distribuidora questiona judicialmente, desde agosto de 2002, os critérios de contabilização das operações com venda de energia no mercado atacadista de energia durante o período do racionamento e obteve decisão judicial liminar favorável em fevereiro de 2006, em que é determinado que a ANEEL atenda ao pleito da Distribuidora e proceda, junto à CCEE, a recontabilização e liquidação das operações durante o racionamento, desconsiderando o seu Despacho nº 288/2002. Tal medida deveria ser efetivada na CCEE a partir de novembro de 2008 e implicaria em um desembolso adicional para a CEMIG, referente à despesa com compra de energia no mercado de curto prazo, junto à CCEE, no valor aproximado de R$76. A Companhia obteve em 09 de novembro de 2008, junto ao Tribunal Regional Federal, liminar suspendendo a obrigatoriedade de se depositar o valor devido em decorrência da Liquidação Financeira Especial efetivada pela CCEE. Em razão do exposto, nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa disputa, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa contra esta demanda, sendo que a expectativa de perda é considerada como possível.

(VIII) Reclamações Cíveis - Consumidores:

Diversos consumidores e o Promotor Público do Estado de Minas Gerais impetraram ações cíveis contra a CEMIG contestando reajustes tarifários aplicados em exercícios anteriores, incluindo: os subsídios tarifários concedidos aos consumidores de baixa renda, a recomposição tarifária extraordinária e o índice inflacionário utilizado para aumentar a tarifa de energia elétrica em abril de 2003 e solicitando o reembolso em dobro dos montantes considerados cobrados erroneamente pela Companhia, assim como, a revisão da metodologia para o cálculo do fator “X”. Não é possível, no momento, estimar uma quantia envolvida nestas ações. A Companhia acredita que a probabilidade de perda é remota para estas ações.

A Companhia é ré em processos questionando os critérios de medição dos valores a serem cobrados referente a contribuição de iluminação pública, no valor total de R$526 em 31 de dezembro de 2008. A Companhia acredita que a expectativa de perda nessas ações é considerada possível.

Através de ação popular que questiona o Termo de Ajustamento de Conduta celebrado entre a CEMIG e o Ministério Público, é requerida a devolução aos cofres públicos dos valores pagos aos prestadores de serviços da Companhia que executaram o Programa Luz para Todos. O valor envolvido na ação é de R$1.441. A Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e, portanto, não constituiu provisão para esta ação. A expectativa de perda nessa ação é considerada possível.

(g) Questões ambientais

A CEMIG possui alguns processos relacionado a questões ambientais. Alguns detalhes relacionados a essas matérias são como segue:

Determinada associação do meio ambiente requereu, através de ação civil pública, indenização por suposto dano ambiental coletivo em função da construção e operação da usina de Nova Ponte. O valor envolvido na ação é de R$941.020. A Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e, portanto, não constituiu provisão para estas ações. A expectativa de perda nessa ação é considerada possível.

18. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(a) Capital Social:

	Exercícios findos em 31 de dezembro (milhares de ações)		
	2008	**2007**	**2006**
AÇÕES PREFERENCIAIS:			
Saldo	279.378.119	273.838.953	273.838.953
AÇÕES ORDINÁRIAS:			
Saldo	216.923.395	212.622.504	212.622.504
AÇÕES EM TESOURIA (Ações preferenciais):			
Saldo	(207.384)	(207.384)	(207.384)
Total	496.094.130	486.254.073	486.254.073

Em 31 de dezembro de 2008, o Governo do Estado de Minas Gerais possuía 51% das ações ordinárias da Companhia e 2% das suas ações preferenciais, representando 23% do capital total. Os proprietários das ações preferenciais não têm direito a voto nas assembléias de acionistas, mas têm prioridade no reembolso de capital em caso de dissolução da Companhia e direito a um dividendo mínimo anual como descrito na nota 18 (d.1).

Foi aprovado na Assembléia Geral de Acionistas ocorrida em 29 de abril de 2008 um aumento do Capital Social através da utilização das Reservas de Lucros de forma a atender ao estabelecido no artigo 199 da Lei das S.A., que limita o saldo dessas Reservas ao valor do Capital da Companhia. Dessa forma, foi aprovado o aumento do Capital Social da CEMIG de R$2.432 para R$2.481 com emissão de 9.840.057 novas ações, mediante a capitalização de R$49 do saldo Reserva de Capital de Doações e Subvenções para Investimentos, distribuindo-se aos acionistas, em conseqüência, uma bonificação de 2,02% em ações novas, da mesma espécie das antigas e do valor nominal de R$5,00.

(b) Capital adicional integralizado:

O saldo refere-se a ágio recebido pela Companhia quando da emissão de ações.

(c) Destinação dos lucros acumulados:

As reservas incluídas no Patrimônio Líquido são como segue:

Reserva de incentivos fiscais - esta reserva resulta da opção de designar uma parcela do imposto de renda a pagar para investimentos em projetos aprovados pelo governo e é registrada no exercício seguinte ao que a renda tributável é auferida. Nas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade às práticas contábeis adotadas no Brasil, o montante destinado aos investimentos é registrado como um ativo e creditado diretamente nessa reserva. O saldo tem uso restrito para aumento de capital. De acordo com os U.S. GAAP, o benefício de investimento fiscal foi originalmente creditado no resultado e posteriormente transferido da reserva de lucros acumulados não apropriados para esta reserva.

Reserva de contas de resultado a compensar - esta reserva representa o montante acumulado da Reserva de contas de resultados a compensar registrado de acordo com a sistemática de determinação tarifária em vigor até março de 1993.

Reserva legal - esta reserva é obrigatória para todas as companhias brasileiras e representa a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício até o limite de 20% do capital social. A apropriação não é requerida no exercício fiscal em que a reserva legal somada às outras reservas de capital estabelecidas excedam a 30% do capital social, que foi o caso de 2006. Entretanto, a Companhia optou por destinar 5,00% do lucro líquido de 2008, no montante de R$94, para referida reserva.

(d) Lucros acumulados não apropriados:

Esse saldo representa os lucros acumulados determinados em conformidade ao U.S. GAAP depois de: (i) alocação do montante da reserva legal (quando requerido) como descrito na nota 18 (c); (ii) alocação ou transferência/recebimento de outras reservas; e (iii) dividendos e juros sobre capital próprio a título de dividendos como descrito na nota 18 (d.1).

(d.1) Dividendos e juros sobre capital próprio a título de dividendos:

Do lucro líquido do exercício, 50,00%, são utilizados para distribuição como dividendo obrigatório aos acionistas da Companhia. Adicionalmente a Companhia distribui dividendos extraordinários, dento do limite de caixa disponível, conforme determinado pelo Conselho de Administração, sujeito às diretrizes do Plano Diretor da Companhia. Os dividendos declarados são pagos em duas parcelas iguais, sendo a primeira em 30 de junho e a segunda em 30 de dezembro do ano subseqüente ao lucro gerado.

Cada ação preferencial tem direito a um dividendo anual que corresponda ao maior valor entre 10% do capital social das ações preferenciais, ou 3% da participação da participação das ações preferenciais no patrimônio líquido, com base nas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade às práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas ações preferenciais têm prioridade na alocação dos dividendos do período.

Após o pagamento dos dividendos preferenciais, o valor remanescente dos dividendos mínimos obrigatórios, caso exista, é alocado primeiramente para pagamento do dividendo anual para os proprietários das ações ordinárias em um montante limitado ao dividendo anual garantido para as ações preferenciais. Se ainda existe um saldo remanescente de dividendos obrigatórios após o pagamento dos dividendos ordinários, os recursos remanescentes serão distribuídos proporcionalmente entre todas as ações preferenciais e ordinárias.

A Companhia também pode pagar dividendos intermediários para os acionistas das ações preferenciais e ordinárias. Quaisquer dividendos intermediários pagos serão utilizados no cálculo dos dividendos a serem pagos para cada exercício fiscal em que o dividendo intermediário foi declarado. Conforme a legislação brasileira, o Conselho de Administração da CEMIG pode recomendar, sob certas condições, o não pagamento de dividendos para qualquer exercício.

O Governo do Estado garante que o montante de dividendos a ser recebido por certos acionistas das ações preferenciais e ordinárias, para qualquer exercício fiscal, corresponda ao mínimo de 6% do valor nominal das ações preferenciais e ordinárias. Desta forma, mesmo que o lucro líquido, com base nas demonstrações financeiras da Companhia elaboradas em conformidade às práticas contábeis adotadas no Brasil, seja negativo para qualquer exercício fiscal, alguns acionistas da CEMIG receberão um dividendo de 6%. Esta garantia aplica-se apenas para os acionistas privados das ações e não para acionistas públicos ou governamentais.

Conforme a legislação brasileira, se a Companhia não distribui os dividendos mínimos preferenciais por três exercícios consecutivos, as ações preferenciais passam a ter direito a voto.

A partir de 26 de dezembro de 1995, a legislação brasileira permitiu a dedutibilidade, para fins de apuração dos impostos de renda, dos juros sobre capital próprio pagos aos acionistas, calculados com base na taxa de juros a longo prazo - (TJLP), no mesmo exercício em que os juros sobre capital próprio são calculados.

Em 2008, 2007 e 2006, os dividendos mínimos requeridos têm sido pagos e a distribuição de dividendos tem sido feita em bases eqüitativas para todas as ações ordinárias e preferenciais.

A Companhia declarou os dividendos e juros sobre o capital para os dividendos como segue:

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2008	**2007**	**2006**
Dividendos Regulares	943	867	1.178
Dividendos Extraordinários	-	497	-
Juros sobre Capital	-	-	169
	-----	-----	-----
Total	943	1.364	1.347
	====	====	====

A Companhia reverte os dividendos não reclamados pelos acionistas dentro de um prazo de três anos da data em que foram distribuídos de acordo com a legislação societária brasileira e seu Estatuto Social. O total de dividendos não reclamados não é relevante.

(e) Lucro por ação – Uma vez que cada classe de ações participa igualitariamente nos lucros dos exercícios apresentados, o lucro por ação é obtido por meio da divisão do lucro líquido pelo número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante o exercício. De acordo com a prática utilizada pela maioria das companhias brasileiras, a CEMIG divulga seu lucro por milhares de ações, já que este é o número mínimo para negociação na Bolsa de Valores de São Paulo (“BOVESPA”).

Conforme mencionado na nota 3, a Companhia tem a obrigação de emitir ações do capital social relacionadas com os pagamentos recebidos segundo o contrato de Contas a receber do Governo do Estado de Minas Gerais. A emissão deste capital social relacionadas a dividendos irão ocorrer quanto da transferência do valor em reserva de lucros para capital social, não ocorrendo nenhum efeito nas participações.

Esses valores estão sendo pagos com dividendos devidos ao Governo do Estado de Minas Gerais. As ações emitidas devido a esta obrigação são consideradas dedutíveis para o cálculo do lucro por ação apenas quanto todas as condições para emissão são atendidas. A Companhia acredita que na data de encerramento, que todas as condições para emissão de ações do capital social relacionadas com os pagamentos recebidos do Governo do Estado de Minas Gerais não foram atendidas (i) a emissão destas ações ainda é assunto a ser aprovado na Assembléia extraordinária conforme legislação societária Brasileira e estatuto da Companhia e (ii) CEMIG talvez use o valor contabilizado em reserva de redução tarifária para outro propósito, o qual a desobrigaria de emitir essas ações de capital social derivadas de dividendos. Entretanto, a Companhia não incluiu essas ações no cálculo do lucro por ação de acordo com o parágrafo 10 do SFAS 128.

Em 31 de dezembro de 2008 e 2007, a Companhia tinha uma obrigação de emitir ações em conformidade com os dividendos destinados a compensar os mencionados recebíveis. As informações sobre as ações, apresentadas a seguir, foram reformuladas retroativamente para demonstrar o grupamento de ações:

	2008	**2007**
Ações em circulação – média ponderada	496.094.130	486.254.073
Efeito da diluição nas ações a serem emitidas em conexão com o Contas a Receber do Governo do Estado	2.784.447	9.840.057
	------------------	------------------
Ações diluídas em circulação – média ponderada	498.878.577	496.094.130

19. FORNECIMENTO BRUTO DE ENERGIA ELÉTRICA

(a) A composição do fornecimento de energia elétrica por classe de consumidor é como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de					
	GWh (não auditado)			R$		
	2008	2007	2006	2008	2007	2006
Residencial	7,164	6.813	6.647	3,389	3.529	3.244
Industrial	26,198	24.183	23.759	3,801	3.216	2.937
Comercial	4,423	4.111	3.851	1,898	1.865	1.654
Rural	2,296	2.200	1.938	554	591	505
Poder Público	1,737	1.678	1.650	553	562	512
Serviço Público	1,073	1.060	1.016	294	297	258
Consumo próprio	35	34	30	-	-	-
Não faturado, líquido	-	-	-	8	131	209
	42,926	40.079	38.891	10,497	10.191	9.319
Energia vendida no sistema interligado						
Suprimento	11,162	12.755	10.914	922	1.108	697
Transações com energia no CCEE/MAE	-	-	-	147	26	187
Total	54,088	52.834	49.805	11,566	11.325	10.203

	Número de consumidores (não auditado)		
	2008	2007	2006
Residencial	5.400.214	5.188.604	5.064.556
Industrial	74.482	73.606	70.795
Comercial	578.021	560.910	549.378
Rural	482.952	554.286	495.066
Poder Público	57.165	54.199	51.929
Serviço Público	8.543	7.799	7.654
Consumo próprio	829	829	796
	6.602.206	6.440.233	6.240.174
Suprimento	46	47	43
Total	6.602.252	6.400.280	6.240.217

Reajuste Tarifário

O impacto percebido pelos consumidores da Cemig Distribuição S.A. foi uma redução média de 12,24% nas contas de energia elétrica a partir de 8 de abril de 2008, devendo ser considerando que o reajuste teve aplicação diferenciada por categoria de consumo. Exemplificando, os consumidores residenciais tiveram uma redução de 17,11% em suas contas de energia comparada a uma redução de 8,02% para os consumidores de alta tensão.

Consumidores de Baixa Renda

O Governo Federal, através de Centrais Elétricas Brasileiras – "ELETROBRAS" está ressarcindo as distribuidoras por perdas de faturamento incorridas em 2002 derivadas de novos critérios de classificação estabelecidos para consumidores de baixa renda devido a tarifa mais baixa aplicada em suas contas de energia elétrica.

A ANEEL está revisando os procedimentos de apuração pela Companhia da receita referente a subvenção aos consumidores de baixa renda. Em função dessa revisão, os valores registrados em 2007 apurados de forma estimada, do período de fevereiro a novembro de 2007 no montante de R$119 foi totalmente recebido em fevereiro de 2009.

A ANEEL incluiu na revisão tarifária de abril de 2008 os valores a serem reembolsados a Companhia pela subvenção aos consumidores de baixa renda a partir dessa data.

Não há consumidores que individualmente represente mais de 10% da receita operacional da Companhia.

(b) A composição de outras receitas operacionais é como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2008	**2007**	**2006**
Serviço de telecomunicação e TV a cabo	95	76	121
Serviços prestados	82	61	31
Aluguel e arrendamento	49	39	29
Serviços taxados	14	13	10
Outras	1	47	9
	------	------	------
	241	236	200
	====	====	===

(c) Segue abaixo a composição dos impostos incidentes sobre as receitas:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2008	**2007**	**2006**
ICMS	2.521	2.493	2.286
COFINS	1.080	1.088	1.026
PIS-PASEP	241	254	231
Outros	2	1	-
	--------	-------	-------
	3.844	3.836	3.543
	=====	=====	=====

(d) A Composição da Receita de Uso da Rede é como se segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2008	**2007**	**2006**
TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição	1.266	1.173	1.261
Receita de uso da Rede Básica	472	437	417
Receita de uso do Sistema de Conexão	127	95	102
	--------	--------	-------
	1.865	1.705	1.780
	=====	=====	=====

20. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Alguns dos custos operacionais e despesas consistem do que se segue:

(a) Compra de Eletricidade para revenda:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2008	**2007**	**2006**
Itaipu Binacional	776	1.000	822
Contratos iniciais	-	12	128
Contratos bilaterais	233	149	42
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia	123	65	41
Fornecedores através do CCEE/MAE	234	100	26
Encargos de uso do sistema	51	20	50
Energia de Leilão	706	780	793
Outros	144	21	5
	-----	-----	-----
	2.267	2.147	1.907
	====	====	====

(b) Pessoal:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2008	**2007**	**2006**
Salários e encargos sociais	990	946	911
Benefícios	125	117	115
	-----	-----	-----
	1.115	1.063	1.026
Custos com pessoal transferido para obras em andamento	(161)	(179)	(158)
	-----	-----	-----
	954	884	868
Programa Prêmio de Desligamento – PPD	50	-	-
Indenização por Anuênios Futuros	-	-	178
	------	------	------
	1.004	884	1.046
	====	====	====

Programa Prêmio de Desligamento – PPD

Em 11 de março de 2008, foi aprovado pela Diretoria Executiva o Programa Prêmio Desligamento – PPD, de caráter permanente e aplicável sobre as rescisões dos contratos de trabalho, de forma livre e espontânea, a partir daquela data. Dentre os principais incentivos financeiros do Programa, estão os pagamentos de 3 remunerações brutas e 6 meses de contribuições para o plano de saúde após o desligamento, depósito da multa de 40% sobre o saldo do FGTS para fins rescisórios e o pagamento de até 24 meses de contribuições para o Fundo de Pensão e INSS após o desligamento, em conformidade a determinados critérios estabelecidos no regulamento do PPD.

Para os empregados com 55 anos de idade e 35 anos de contribuição, se do sexo masculino, ou 30 anos de contribuição, se do sexo feminino, somente são assegurados os incentivos financeiros do Programa se a adesão ocorrer no prazo máximo de 90 dias após a data de atendimento aos critérios de idade e tempo de contribuição mencionados.

Em 31 de dezembro de 2008 o PPD já contava com a adesão de 486 empregados (104 empregados da Cemig Geração e Transmissão S.A., 372 da Cemig Distribuição S.A. e 10 da Controladora), sendo reconhecida uma despesa referente aos incentivos financeiros no valor de R$50.

Anuênio

Em abril de 2006, a CEMIG apresentou proposta aos empregados de indenização em troca do direito futuro referente ao percentual de 1,00% incorporado anualmente aos salários (“anuênio”).

A adesão dos empregados foi concluída em 30 de junho de 2006 e o pagamento da indenização, no valor de R$178, foi realizado em agosto de 2006 e registrado como despesa operacional. O valor da indenização correspondia à estimativa dos anuênios futuros dos empregados até completarem 35 anos de contribuição ao Instituto Nacional do Seguro Social (INSS), descontada a valor presente a uma taxa de 12,00% a.a., sendo então aplicado um redutor percentual variável estabelecido pela Companhia e suas controladas.

(c) Encargos regulatórios:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2008	**2007**	**2006**
Quota para a conta de consumo de combustível	364	330	506
Quota para a reserva global de reversão	160	126	18
Conta desenvolvimento energético	328	337	334
Taxa de inspeção da ANEEL	41	37	34
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	131	137	139
	------	------	------
	1.024	967	1.031
	====	====	====

(d) Serviços de Terceiros

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2008	2007	2006
Agentes Arrecadadores/Leitura de Medidores/Entrega de Contas	107	101	93
Comunicação	61	64	49
Manutenção e Conservação de Instalações e Equipamentos Elétricos	113	101	84
Conservação e Limpeza de Prédios	37	35	29
Mão de Obra Contratada	35	19	27
Fretes e Passagens	11	8	8
Hospedagem e Alimentação	19	17	16
Vigilância	15	14	14
Consultoria	19	13	22
Manutenção/Conservação de Móveis Utensílios	28	26	21
Manutenção e Conservação de Veículos	22	19	17
Corte e Religação	22	26	20
Outros	116	107	75
	------	------	------
	605	550	475
	====	====	====

(f) Outros:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2008	2007	2006
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	57	93	94
Venda de ativo fixo, líquido	30	40	37
Provisão (Reversão) para Contingências-			
Trabalhistas	4	43	(79)
Cíveis – Consumidores	19	28	(18)
Processos administrativos da ANEEL	7	43	-
Cíveis – Outros	59	(6)	19
Outros	10	10	-
Arrendamentos e Aluguéis	39	34	33
Subvenções e Doações	43	41	35
Consumo próprio de Energia Elétrica	15	17	16
Propaganda e Publicidade	31	26	21
Contribuição ao CCEE/MAE	4	3	3
Impostos e taxas (IPTU, IPVA e outros)	42	39	29
Outras despesas	50	61	44
	-----	-----	-----
	410	472	234
	===	===	===

21. PARTICIPAÇÃO DOS EMPREGADOS NO RESULTADO

A Companhia usou como critério geral para o pagamento da participação dos empregados nos resultados dos exercícios de 2008, 2007 e 2006, um percentual de 3% do resultado operacional, o que representa o montante de R$89, R$96 e R$71, respectivamente. Adicionalmente, conforme acordo coletivo feito pelos sindicados em novembro de 2008, 2007 e 2006, a Companhia concordou em pagar um adicional em parcelas de R$273, R$359 e R$139, respectivamente.

Em conformidade com os referidos acordos, a participação no resultado dos exercício de 2008, 2007 e 2006, incluindo a contribuição para o plano de pensão incidente sobre os valores da participação, correspondeu a R$362, R$455 e R$210, respectivamente.

22. RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS LÍQUIDAS

As receitas (despesas) financeiras são como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2008	**2007**	**2006**
Receitas financeiras			
Juros e variação monetária incidentes sobre as contas a receber do Governo do Estado, líquido de provisão	154	159	286
Renda de aplicação financeira	256	177	169
Acréscimo moratório em conta de energia elétrica, registrado pelo regime de caixa	145	112	129
Variações Cambiais	13	118	90
Variação monetária dos ativos regulatórios diferidos	215	520	574
Ganhos com Instrumentos Financeiros	45	4	25
Impostos incidente sobre as Receitas Financeiras	(45)	(65)	(69)
Compensação Financeira – RME	83	-	-
Outras	156	150	125
	-------	-------	-------
	1.022	1.175	1.329
	====	====	====
Despesas Financeiras			
Encargos de Empréstimos e Financiamentos	(624)	(644)	(529)
Variação Monetária dos passivos regulatórios diferidos	(31)	(176)	(133)
Taxas financeiras - C.P.M.F.	(4)	(66)	(83)
Variações Cambiais	(126)	(12)	(2)
Variações Cambiais – Empréstimos e Financiamentos	(85)	(47)	(34)
Perdas com Instrumentos Financeiros	-	(171)	(116)
Outras	(135)	(107)	(97)
	-------	-------	-------
	(1.005)	(1.223)	(994)
	====	====	====
Resultado Financeiro Líquido	17	(48)	335
	====	====	=====

As receitas e despesas com variação cambial são relacionadas à variação do real em relação ao dólar norte-americano.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

23. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia mantém diversas transações com partes relacionadas, e as principais são como segue:

Controladora e Consolidado

	ASSETS		LIABILITIES		REVENUES		EXPENSES	
Companhias	**2008**	**2007**	**2008**	**2007**	**2008**	**2007**	**2008**	**2007**
Cemig Distribuição S.A.								
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	682	674	-	-			-	-
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	13	-	-	-	(80)
Outros	12	-	10	2	-	-	-	-
Cemig Geração e Transmissão S.A.								
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	518	541	-	-	-	188	-	-
Fornecimento de Energia Elétrica	-	22	-	-	-	80	-	-
Outros	-	-	-	3	-	-	-	-
Governo do Estado de Minas Gerais								
Consumidores e Revendedores	2	2	-	-	70	66	-	-
–Tributos Compensáveis – ICMS - Circulante	159	164	277	264	(2.521)	(2.493)	-	-
Contas a Recebr do Governo do Estado - CRC	1,801	1.763	-	-	-	123	-	-
Tributos Compensáveis – ICMS – Não Circulante	79	57	-	-	-	-	-	-
Consumidores e Revendedores – Não Circulante	17	37	-	-	-	-	-	-
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	-	-	-	126	-	-	-	-)
Debentures	-	-	33	18	-	-	-	(35)
Fundo de Direitos Creditórios - FIDC	-	-	990	990	-	-	-	-
Financiamentos - BDMG	-	-	19	18	-	-	-	-
Forluz								
–Obrigações Pós-Emprego - Circulante	-	-	75	89	-	-	(277)	(140)
Obrigações Pós-Emprego – Não Circulante	-	-	1.765	2.182	-	-	-	-
Outros	-	-	73	89	-	-	-	-
Pessoal	-	-	-	-	-	-	(49)	(34)
Custeio Administrativo	-	-	-	-	-	-	(16)	(21)
Outros								
Juros sobre Capital Próprio	-	116	-	-	-	-	-	-

24. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia gerencia seus instrumentos financeiros através do monitoramento periódico de saldos, diversificação e estabelecimento de limites de crédito. Os instrumentos financeiros, aos quais a CEMIG está sujeita a concentração de risco de crédito, são as disponibilidades e as aplicações financeiras para 2008 e 2007. A CEMIG limita seu risco de crédito associado com disponibilidades e aplicações financeiras através da aplicação de seus recursos em instituições financeiras de primeira linha e geralmente em aplicações de curto prazo.

(a) Disponibilidades e aplicações financeiras:

Em 31 de dezembro de 2008 e 2007, as disponibilidades e aplicações financeiras de uso restrito estão registradas pelo custo acrescidos de rendimentos auferidos e se aproximam ao valor justo, considerando a realização de curto prazo desses itens.

(b) Financiamentos e outros instrumentos financeiros:

Com base nas taxas de juros à disposição da CEMIG para captação de recursos com instituições financeiras com prazo e condições similares, o valor justo dos financiamentos de longo prazo em 31 de dezembro de 2008 e 2007 é de R$6.400 e R$6.628, respectivamente, comparados com o valor contábil de R$6.511 e R$6.814, respectivamente.

(c) Instrumentos financeiros derivativos:

A Companhia utiliza instrumentos financeiros derivativos com o propósito de proteger as operações da Companhia contra os riscos decorrentes de variação cambial e não são utilizados para fins especulativos. Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia mantinha instrumentos financeiros derivativos “swap” junto a instituições financeiras, para fazer face à potencial perda resultante da desvalorização do real frente ao dólar Norte-Americano no montante equivalente a US$91 milhões (US$69 milhões em 2007) e iene no montante equivalente a ¥3.879 milhões (¥3.879 milhões em 2007). O valor líquido realizado e as perdas não realizadas com as operações de 2008 são de R$28 (R$167 em 2007 e R$91 em 2006), reconhecidos nas despesas financeiras.

O quadro abaixo resume os instrumentos financeiros derivativos contratados pela Companhia e as perdas não realizadas registradas desses instrumentos em 31 de dezembro de 2008 e 2007:

			31 de dezembro de 2008	
			Ganho (Perda) não realizado	
Direito da CEMIG	**Obrigação da CEMIG**	**Perído de Vencimento**	**Valor Principal contratado- milhares**	**Direito da CEMIG**
¥ (Yen Japonês) Variação cambial + taxa (3,90% a.a.)	R$ atrelado a variação do CDI (111,00% CDI)	Em 12/2009	¥3,879	3
US$ Variação cambial + taxa (5.58% a.a. 7.48% a.a.)	R$ 100% of the CDI + rate from 1.50% p.a. to 3.01% p.a.	De 04/2008 até 06/2013	US$59	(97)
R$ 106% do CDI	R$ ou US$ 48% do CDI ou variação cambial mensal (o que for maior)	Em 04/2010	R$75	-
				--------
				(94)
				=====

Text_SP 2385317v6 4246/1

			31 de dezembro de 2007	
			Ganho (Perda) não realizado	
Direito da CEMIG	Obrigação da CEMIG	Perído de Vencimento	Valor Principal contratado- milhares	Direito da CEMIG
¥ (Yen Japonês) Variação cambial + taxa (3,90% a.a.)	R$ atrelado a variação do CDI (111,00% CDI)	Em 12/2009	¥3.879	(48)
US$ Variação cambial + taxa (5.58% a.a. 7.48% a.a.)	R$ 100% of the CDI + rate from 1.50% p.a. to 3.01% p.a.	De 04/2008 até 06/2013	US$69	(136)
				--------
				(184)
				=====

Em 31 de dezembro de 2008, a Companhia contabilizou o montante de R$94 como outros passivos circulantes, representando o valor justo desses instrumentos financeiros na respectiva data do balanço.

(d) Outros instrumentos financeiros:

Os valores contabilizados dos outros instrumentos financeiros da CEMIG, em reais, se aproximam do valores justos em cada data, refletindo o vencimento de curto prazo ou a constante repactuação em 31 de dezembro de 2008 e 2007 destes instrumentos.

25. MENSURAÇÃO PELO VALOR JUSTO

Em 1 º de janeiro de 2008, a Companhia adotou o SFAS 157, "Fair Value Measurements", o que aumentou as divulgações relacionadas a ativos e passivos mensurados pelo justo valor em uma base recorrente.

O SFAS 157 define valor justo, estabelece um parâmetro para sua apuração e amplia a divulgação para cada categoria ativo e passivo mensurado à valor justo. SFAS 157 esclarece que valor justo é o preço que seria recebido ao vender um ativo ou pago para transferir uma obrigação em uma transação ordenada entre os participantes no mercado à data de mensuração.

Valor justo é mensurado a valor de mercado com base em premissas em que os participantes do mercado possam mensurar um ativo ou passivo. Para aumentar a coerência e a comparabilidade, a hierarquia do valor justo prioriza os insumos utilizados na medição em três grandes níveis, como segue:

• Nível 1. Preços cotados em mercados ativos idênticos para ativos ou passivos;

• Nível 2. Mensuração, com exceção dos preços cotados em mercados ativos, que são observáveis direta ou indiretamente, e

• Nível 3. Mensuração na qual há pouco ou nenhum dado do mercado, que exige que a Companhia deve desenvolver sua própria metodologia de apuração.

A seguir está um resumo dos instrumentos que são mensurados pelo seu valor justo:

		Valor justo em 31 de dezembro de 2008		
Descrição	**Saldo em 31 de dezembro, 2008**	**Mensuração em um mercado ativo para um ativo similar (Nível 1)**	**Mensuração através de dados similares (Nível 2)**	**Mensuração com metodologia própria (Nível 3)**
Ativos				
Equivalente de caixa				
Certificados de Depósitos Bancários	1.729	-	1.729	-
Letras Financeirs do Tesouro (LFTs)	40	40	-	-
Depósitos Overnight	29	-	29	-
	-------	-------	-------	-------
	1.798	40	1.758	-
	===	===	===	===
Passivos				
Contratos de Swaps	94	-	94	-
	===	===	===	===

(a) Certificados de depósitos bancários e overnight depósitos:

A Companhia mensura o valor justo de seus certificados de depósitos bancários e overnight depósitos utilizando fluxo de caixa descontado. Este modelo adota uma indústria-modelo considerando várias premissas, incluindo o valor no tempo e o valor pela curva, bem como outras medidas econômicas relevantes. SFAS No. 157 requer que a avaliação dos riscos dos derivativos devem ser avaliados pela Companhia. O risco não foi considerado na mensuração do valor justo, uma vez que, a Companhia possui uma gestão de risco.

(b) Contratos de Swaps:

Os derivados da Companhia são avaliados utilizando o modelo de fluxo de caixa descontado que utiliza como base os insumos de mercado, tais como o valor temporal, diante das taxas de juros, e os atuais preços do mercado e as taxas de câmbio em moeda estrangeira. A Companhia classificou seus instrumentos no Nível 2.

26. FINAL RESULT OF THE SECOND TARIFF REVIEW OF CEMIG DISTRIBUIÇÃO

Em março de 2009, a ANEEL homologou o resultado definitivo da revisão tarifária da Cemig Distribuição, cujos efeitos ocorreram a partir de abril de 2008.

O resultado definitivo da segunda revisão tarifária da Companhia teve como resultado uma redução média de 19,62% em comparação a redução média aplicada de forma provisória em abril de 2008 no percentual de 18,09%.

Em função da homologação da revisão tarifária definitiva, a ANEEL recalculou os valores que, no seu julgamento, deveriam ter sido aqueles efetivamente reconhecidos no reajuste tarifário da Companhia a partir de abril de 2008. O efeito no resultado de 31 de dezembro de 2008 será no montante de R$93.

Os efeitos no resultado são relacionados principalmente à redução no valor da Empresa de Referência utilizada como base para ressarcimento dos custos gerenciáveis da Companhia e também uma revisão pela ANEEL no critério de cálculo do ressarcimento na tarifa dos ativos regulatórios financeiros, o que teve como conseqüência o desconto de valores, que na visão da Agência reguladora, foram incluídos a maior no reajuste tarifário da Companhia em 2008.

27. EXPOSIÇÃO E GERENCIAMENTO DE RISCOS

Como concessionária do setor elétrico brasileiro, a Companhia opera em um ambiente onde fatores como reestruturação societária, novas regulamentações emanadas dos órgãos governamentais e variações do mercado consumidor são considerados fatores de risco.

A Companhia iniciou, em janeiro de 2003 um Programa Corporativo de Gerenciamento de Riscos, tendo implementado o mesmo em 2004 em conformidade a sua reestruturação. O Programa Corporativo de Gerenciamento de Riscos visa: funcionar como um auxiliar na realização dos objetivos estabelecidos pelo plano estratégico; criar consciência entre os acionistas acerca de possíveis eventos que possam constituir um risco de perda de valor; estruturar a Companhia para que possa tomar medidas pró-ativas com relação a ambientes de risco; fornecer aos executivos da empresa uma metodologia e ferramentas para gerenciar o risco de maneira eficaz e fornecer a outras áreas de gerenciamento estratégico conceitos e fatores que reforcem a infra-estrutura de controle organizacional da Companhia.

Os principais riscos de mercado que afetam os negócios da CEMIG estão descritos a seguir:

(a) Risco de taxas de câmbio

A CEMIG e suas subsidiárias estão expostas ao risco de elevação das taxas de câmbio, principalmente o dólar Norte-Americano em relação ao real, com impacto significativo na posição financeira, resultado das operações e fluxo de caixa. Com a finalidade de se proteger contra aumento das taxas de câmbio, a Companhia possui instrumentos derivativos (“swaps”) com instituições financeiras no montante de R$63, equivalente ao valor de face de US$91 e R$100, equivalente ao valor de face de ¥3.879 (Yen Japonês). Esses instrumentos financeiros compensam a variação cambial do real com o dólar norte americano e o Yen japonês pelos juros baseados no CDI (vide nota 24 c). A exposição líquida à taxa de câmbio é como segue:

	31 de Dezembro de	
	2008	**2007**
Dólar Norte- Americano		
Empréstimos e Financiamentos	315	300
(-) Operações Contratadas de Hedge/Swap	(63)	(122)
	--------	--------
	252	178
Yen		
Empréstimos e Financiamentos	100	61
(-) Operações Contratadas de Hedge/Swap	(100)	(61)
	--------	--------
	-	-
Outras Moedas Estrangeiras		
Empréstimos e Financiamentos		
Euro	30	29
	--------	--------
	30	29
	-------	-------
Passivo Líquido Exposto	282	207
	=====	=====

Deve ser ressaltado que a exposição demonstrada acima às taxas de câmbio é mitigada pela Companhia também através dos contratos de venda de energia a consumidores livres, indexados a variação do dólar norte-americano.

(b) Risco de taxa de juros

A CEMIG e algumas subsidiárias estão expostas ao risco de aumento da taxas de juros internacionais, impactando seus empréstimos e financiamentos em moeda estrangeiras com taxas de juros variáveis, principalmente a LIBOR, no montante de R$91 (R$104 em 31 de dezembro de 2007).

A CEMIG também está exposta em 2008 ao risco de aumento na taxa de juros para às suas obrigações indexadas ao Real, parcialmente compensado pelos ativos financeiros indexados ao Real, conforme segue:

Exposição da CEMIG às Taxas de juros nacionais	31 de Dezembro de 2008	2007
Ativos		
CRC	1,801	1.763
Aplicações Financeiras de curto prazo	1,798	1.424
Ativos Regulatórios	1,086	1.726
	--------	--------
	4,685	4.913
Passivos		
Empréstimo e Financiamentos (moeda nacional)	6,066	6.424
Pagamentos a geradores pela energia comprada na CCEE/MAE durante o período de racionamento	-	338
Operações Contratadas de Hedge/Swap	163	183
	--------	--------
	6,229	6.945
	--------	--------
Passivo/Ativo Líquido exposto ao risco das Taxas	(1,544)	(2.032)
	=====	=====

(c) Risco de crédito

O risco decorrente de perdas com créditos de liquidações duvidosa da CEMIG é considerado baixo. Parcela substancial do fornecimento de energia está pulverizada em um grande número de consumidores. Os procedimentos da CEMIG para redução da inadimplência compreendem a emissão de aviso de vencimento dos débitos, contatos telefônicos e negociações que viabilizem o recebimento dos créditos em atraso. Após esses esforços serem esgotadas, a CEMIG procede à suspensão do fornecimento.

d) Risco de Aceleração do Vencimento de Dívidas

A Companhia e algumas de suas subsidiárias possuem contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (“covenants”) normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros indicadores. O não atendimento dessas cláusulas poderia implicar no vencimento antecipado das dívidas. As clausulas restritivas foram integralmente atendidas em 31 de dezembro de 2008 e durante todo o ano de 2008.

e) Risco de não renovação das concessões

A Companhia possui concessões para exploração dos serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica com a expectativa, pela Administração, de que sejam renovadas pela ANEEL e/ou Ministério das Minas e Energia. Caso as renovações das concessões não sejam deferidas pelos órgãos reguladores ou mesmo renová-las mediante a imposição de custos adicionais para a Companhia (“concessão onerosa”), os atuais níveis de rentabilidade e atividade podem ser alterados.

28. ACORDO DE ACIONISTAS

Em 1997, o Governo do Estado de Minas Gerais realizou a venda de aproximadamente 33% das ações ordinárias da Companhia para um grupo de investidores, liderados pela Southern Electric Brasil Participações Ltda. (“Southern”). Como parte dessa operação, o Estado de Minas Gerais e a Southern assinaram um Acordo de Acionistas contendo, dentre outras disposições, o requerimento de quorum qualificado nas deliberações relacionadas a ações corporativas significativas, certas alterações no Estatuto Social da CEMIG, emissão de debêntures e títulos conversíveis, distribuição de dividendos que não sejam aquelas determinadas no Estatuto Social e alterações na estrutura societária. Esse acordo garantiu a Southern o poder de veto sobre questões corporativas.
Em setembro de 1999, o Governo do Estado de Minas Gerais ajuizou ação para anular o Acordo de Acionistas da Southern de 1997. Em 2003, o Superior Tribunal de Justiça do Estado de Minas Gerais anulou o referido acordo de acionistas. A apelação da Southern está sob análise dos Tribunais Federais.

29. CONCENTRAÇÕES

(a) Trabalho:

A maioria dos trabalhadores da CEMIG pertence ao SINDIELETRO (sindicato). A CEMIG e o SINDIELETRO negociam anualmente um acordo coletivo, que inclui aumentos salariais e participação no resultado, entre outras matérias. O acordo coletivo torna-se efetivo em novembro de cada exercício. O acordo coletivo de 2008 incluiu um reajuste salarial médio de 7,26%.

(b) Renovação de contratos de concessão:

O Ministério das Minas e Energia constituiu um grupo de trabalho técnico para analisar os critérios que serão aplicados nas renovações das concessões de geração, transmissão e distribuição com vencimento a partir de 2015. As sugestões serão encaminhadas ao Conselho Nacional de Política Energética e terão como objetivo, segundo declarações dos participantes desse grupo, a redução nas tarifas para os consumidores. A Companhia tem a expectativa de renovação das suas concessões, não tendo ainda como estimar o efeito em suas Demonstrações Contábeis decorrente dessa questão.

Sete de nossas usinas hidrelétricas são responsáveis por aproximadamente 75% de nossa capacidade de geração instalada em 31 de dezembro de 2008.

GERAÇÃO	Capacidade Instalada (MW) (não auditado)	Data de Vencimento
São Simão	1.710	Janeiro de 2015
Emborcação	1.192	Julho de 2025
Nova Ponte	510	Julho de 2025
Jaguara	424	Agosto de 2013
Miranda	408	Dezembro de 2016
Três Marias	396	Julho de 2015
Volta Grande	380	Fevereiro de 2017
Irapé	360	Fevereiro de 2035
Aimorés	162	Dezembro de 2035
Salto Grande	102	Julho de 2015
Outros	923	Julho de 20015 a Agosto de 2036

Total da capacidade instalada	6.567	
	=====	

DISTRIBUIÇÃO	Data de Vencimento
Região Norte	Fevereiro de 2016
Região Sul	Fevereiro de 2016
Região Leste	Fevereiro de 2016
Região Oeste	Fevereiro de 2016

30. SEGUROS

A CEMIG mantém apólices de seguro visando cobrir danos em determinados itens do seu ativo, como segue:

Ativos	Cobertura	Data de Vigência	Importância Segurada(*)
Aeronaves – 2008 a 2009	casco	28/04/08 to 28/04/09	16
Aeronaves – 2008 a 2009	Responsabilidade civil	28/04/08 to 28/04/09	56
Almoxarifados e instalações prediais – 2008 a 2009	Incêndio	10/08/08 to 10/08/09	626
Geradores, Turbina e Equipamentos – 2008 a 2009	Total	05/05/08 to 05/05/09	1.777(**)

A Companhia não possui apólices de seguro para cobrir acidentes com terceiros e não está solicitando propostas para este tipo de seguro. A Companhia não solicitou propostas e não possui apólices vigentes para seguros contra eventos que poderiam afetar suas instalações, tais como terremotos e inundações, falhas sistêmicas ou risco de interrupção dos negócios. Adicionalmente, a Companhia não possui seguro para perdas relacionadas a interrupção do negócio causada por greves ou outro tipo de ação trabalhista.

A Companhia não tem experimentado perdas significativas em função dos riscos acima mencionados.

(*) Não auditado

(**) Limite máximo de indenizaçãode R$144

31. OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS

A CEMIG possui obrigações contratuais e compromissos vigentes que incluem pagamento de dívidas registradas, obrigação de adquirir energia de Itaipu para revenda, obrigação de transferir e transportar energia de Itaipu além de compromissos de construção. A tabela abaixo contém informações sobre as nossas obrigações contratuais e compromissos em 31 de dezembro de 2008.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015 em diante	Total
Dívidas de longo prazo (1)	1.197	739	812	967	1.085	886	825	6.511
Instrumentos Financeiros (“swaps”)	49	12	11	11	11	-	-	94
Energia comprada de Itaipu para revenda (2)	860	918	947	979	1.014	1.029	4.127	9.874
Transporte de energia elétrica de Itaipu (2)	67	72	75	77	83	-	-	374
Dívida com Plano de Pensão Forluz	75	78	68	63	41	44	573	942
Programa “ Luz para todos”	157	250	-	-	-	-	-	407
Investimentos Regulatórios	677	474	422	419	-	-	-	1.992
Concessões Onerosas (3)	2	2	2	7	15	15	313	356
Aquisição de Energia Elétrica (4)	1.966	2.755	3.660	4.187	4.291	4.615	22.974	44.448
Total	**5.050**	**5.300**	**5.997**	**6.710**	**6.540**	**6.589**	**28.812**	**64.998**

(1) No caso de não atendimento a certas clausulas restritivas dos contratos de empréstimos e financiamentos, o valor do principal, juros futuros e multas devidos em função desses contratos tornam-se imediatamente vencidas. Esses montantes não incluem futuros pagamentos de juros da dívida ou pagamentos referente contratos de swap com troca de taxas. Nós esperamos pagar aproximadamente R$623 referente encargos de dívida em 2009. Encargos de dívida para os anos após 2008 não foram estimados uma vez que são sujeitos a variações futures nas taxas de juros e na cotação cambial das moedas estrangeiras. Nós não acreditamos que projeções do pagamento de encargos de dívida e pagamentos de contratos de swap com troca de taxa seriam possíveis.

(2) Contrato com Furnas, indexado em dólar norte-americano, para fornecer energia elétrica adquirida de Itaipu até maio de 2013. Os montantes são calculados com base na cotação do dólar norte-americano em 31 de dezembro de 2008.

(3) No caso de obter concessões para construir alguns projetos de geração, a Cemig Geração e Transmissão é obrigada a realizar pagamentos para o poder concedente, durante o período de validade da concessão, como compensação pela operação comercial.

(4) Inclui compras em leilões e contratos bilaterais .

32. INFORMAÇÃO POR SEGMENTOS

Os principais segmentos da Companhia são os de geração, transmissão e distribuição.

Os administradores da Companhia utilizam as informações preparadas em conformidade aos princípios de contabilidade geralmente aceitos no Brasil para tomada de decisão. Conseqüentemente, a Companhia apresentou as informações por segmento em conformidade com os princípios de contabilidade geralmente aceitos no Brasil e reconciliados para o USGAAP. As operações de todos os segmentos da Companhia são conduzidas substancialmente no estado de Minas Gerais, Brasil. Os segmentos informados são unidades estratégicas de negócios que oferecem diferentes produtos e serviços. Cada um dos segmentos possui um administrador responsável. Todas as operações entre os segmentos foram eliminadas. As informações financeiras de cada um dos segmentos da Companhia para os anos encerrados em 31 de dezembro de 2008, 2007 e 2006 (somente para o resultado do exercício) são como segue:

	BRGAAP 2008	Ajuste	USGAAP 2008	BRGAAP 2007	Ajuste	USGAAP 2007
Ativos Identificáveis						
Energia Elétrica						
Distribuição	13.196	149	13.345	13.207	256	13.463
Geração e Transmissão	8.281	826	9.107	8.136	797	8.933
Outros	2.340	(11)	2.329	1.954	3	1.957
	-------	-------	-------	-------	-------	-------
Total de ativos consolidado	23.817	964	24.781	23.297	1.056	24.353
	=====	=====	=====	=====	=====	=====

A Companhia alocou os valores a receber do Governo do Estado no segmento de distribuição.

2008	Geração e Transmissão de Energia	Distribuição de Energia	Outros	BRGAAP	Ajuste	USGAAP
Receitas operacionais líquidas	3.334	6.412	93	9.839	(11)	9.828
	====	====	====	====	====	====
Receitas operacionais	1.750	847	(101)	2.496	(209)	2.287
	====	====	====	====	====	====
Receitas (despesas) financeiras, líquidas	(171)	(12)	68	(115)	132	17
Imposto de Renda – (Despesa) Benefício	(431)	(226)	(126)	(783)	28	(755)
Receita líquida	1.148	609	55	1.812	(59)	1.753
	====	====	====	====	====	====
Encargos de depreciação e amortização	(240)	(354)	(26)	(620)	149	(769)
Equivalência Patrimonial	-	-	214	214	(10)	204
Acréscimos ao imobilizado	96	716	46	858	113	971

2007	Geração e Transmissão de Energia	Distribuição de Energia	Outros	BRGAAP	Ajuste	USGAAP
Receitas operacionais líquidas	2.999	6.368	111	9.478	(48)	9.430
	====	====	====	====	====	====
Receitas operacionais	1.450	1.405	(51)	2.804	(274)	2.530
	====	====	====	====	====	====
Receitas (despesas) financeiras, líquidas	(185)	10	34	(141)	93	(48)
Imposto de Renda – (Despesa) Benefício	(298)	(312)	(134)	(744)	63	(681)
Receita líquida	857	771	107	1.735	(117)	1.618
	====	====	====	====	====	====
Encargos de depreciação e amortização	239	417	16	672	206	878
Equivalência Patrimonial	-	-	222	222	-	222
Acréscimos ao imobilizado	293	733	24	1.050	70	1.120

2006	Geração e Transmissão de Energia	Distribuição de Energia	Outros	BRGAAP	Ajuste	USGAAP
Receitas operacionais líquidas	2.427	6.246	20	8.693	(53)	8.640
	====	====	====	====	====	====
Receitas operacionais	1.184	873	(5)	2.052	(1.279)	773
	====	====	====	====	====	====
Receitas (despesas) financeiras, líquidas	(270)	197	120	47	288	335
Imposto de Renda – (Despesa) Benefício	(208)	(300)	33	(475)	(22)	(497)
Participações minoritárias	-	-	-	-	-	-
Receita líquida	706	770	243	1.719	(1.017)	702
	====	====	====	====	====	====
Encargos de depreciação e amortização	224	367	38	629	181	810
Equivalência Patrimonial	-	-	97	97	(6)	91
Acréscimos ao imobilizado	152	918	16	1.086	242	1.328

33. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS NÃO CONSOLIDADAS DA CEMIG

BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E 2007 (não consolidado)
(Em milhares de reais)

	2008	2007
ATIVO		
ATIVO CIRCULANTE		
Disponibilidade	257	22
Impostos a recuperar	12	33
Créditos tributários (nota 5)	18	93
Dividendos a receber	1.437	1.384
Outros	21	10
	-------	-------
	1.745	1.542
ATIVO NÃO CIRCULANTE		
CRC em Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios - FIDC (nota 3)	811	773
Créditos tributários (nota 5)	158	111
Impostos a recuperar (nota 8)	174	260
Fundos Vinculados	88	131
Outros	107	7
	-------	-------
	1.338	1.282
ATIVO PERMANENTE		
Investimentos em subsidiárias e coligadas	7.897	6.745
Ativo imobilizado líquido	5	231
	-------	-------
	7.902	6.976
TOTAL DO ATIVO	10.985	9.800
	=====	=====

	2008	2007
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
PASSIVO CIRCULANTE		
Fornecedores	7	12
Salários e encargos sociais	16	9
Impostos a recolher	32	39
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos a Pagar	960	881
Empréstimos e Financiamentos	7	6
Outros	39	119
	-------	-------
	1.061	1.066
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO		
Empréstimos e Financiamentos (nota 13)	74	74
Obrigações Pós-Emprego (nota 15)	90	115
Provisão para Contigências (nota 16)	397	292
Outros	30	29
	-------	-------
	591	510
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	9.333	8.224
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	10.985	9.800
	=====	=====

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DAS MUTAÇÕES NO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS ANOS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 e 2007 (não consolidado)

(Em milhares de reais)

	2008	2007
RECEITAS OPERACIONAIS	-	37
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(127)	(98)
OUTRAS RECEITAS	1.940	1.917
RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO	58	7
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(118)	(245)
	-------	-------
LUCRO LÍQUIDO	1.753	1.618
OUTROS COMPONENTES DO LUCRO (PREJUÍZO) ABRANGENTE	299	(400)
	-------	-------
LUCRO ABRANGENTE	2.052	1.218
	=====	=====

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA OS EXERCÍCIOS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 e 2007

(Expressos em milhões de reais)

	2008	2007
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS:	1.281	1.399
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Depósito Judicial	5	(10)
Aquisição de investimentos	(181)	(7)
Caixa líquido utilizado pelas atividades de investimento	(176)	(17)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Pagamento de financiamento de longo prazo e empréstimos de curto prazo	-	(30)
FIDC – valores recebidos	-	7
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	(870)	(1.360)
Caixa líquido utilizado pelas atividades de financiamento	(870)	(1.383)
AUMENTO (REDUÇÃO) LÍQUIDO DAS DISPONIBILIDADES	235	(1)
DISPONIBILIDADES:		
Início do exercício	22	23
Fim do exercício	257	22
	235	(1)
DIVULGAÇÃO SUPLEMENTAR AO FLUXO DE CAIXA:		
Impostos pagos – imposto de renda e contribuição social	84	50
Juros pagos, líquidos de juros capitalizados	9	11

A seguir segue informações da CEMIG não consolidada e condensada que estão apresentadas abaixo:

- Investimentos - Em 31 de dezembro de 2008 e 2007, os investimentos nas subsidiárias e coligadas são como se segue (ver nota 9):

	2008	2007
Cemig Geração e Transmissão S.A.	3.808	3.304
Cemig Distribuição S.A.	2.209	2.049
Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG	320	193
Empresa de Infovias S.A.	259	323
Sá Carvalho S.A.	95	94
Usina Térmica Ipatinga S.A.	66	66
Cemig Capim Branco Energia S.A.	55	51
UTE Barreiro S.A.	2	7
Cemig PCH S.A.	52	52
Efficientia S.A.	6	4
Horizontes Energia S.A.	67	66
Companhia Transleste de Transmissão - Transleste	12	12
Central Térmica de Cogeração S.A.	154	-
Rosal Energia S.A.	125	129
Companhia Transudeste de Transmissão - Transudeste	7	7
Companhia Transirape de Transmissão - Transirape	5	5
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	7	7
Transchile Charrúa Transmisión S.A.	34	12
Rio Minas Energia Participações S.A. - RME	303	276
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. - ERTE	13	5
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. - EATE	183	38
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. - ECTE	10	4
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. - ENTE	59	24
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. - ETPE	38	12
Axxiom	3	-
Outros	5	5
	-------	-------
	7.897	6.745
	=====	=====

- Impostos a recuperar — Em 31 de dezembro de 2008 e 2007, os principais impostos a recuperar são como se segue (ver nota 8):

	Em 31 de dezembro de	
	2008	2007
Ativo circulante -		
ICMS	4	3
COFINS	5	21
PIS	1	5
Outros	2	4
	-----	-----
	12	33
	====	====
Outros ativos não circulantes -		
Imposto de renda	163	234
Contribuição social	11	26
	-----	-----
	174	260
	====	====

- Imposto de Renda Diferido — Em 31 de dezembro de 2008 e 2007, os principais impostos de renda diferido são Prejuízos fiscais a compensar, Obrigações pós-emprego, Provisão para contingências, Provisão para créditos de liquidação duvidosa e Provisão para perdas na realização do saldo do imposto diferido, descritas abaixo (ver nota 5):

	Em 31 de dezembro de	
	2008	**2007**
Prejuízos fiscais a compensar	479	519
Obrigações pós emprego	15	22
Provisão para contingências	100	77
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	18	22
Outras diferenças temporárias	1	1
	-------	-------
	613	641
Provisão para perdas na realização do saldo do imposto diferido	(437)	(437)
	-------	-------
	176	204
	====	====
Ativo circulante	18	93
Outros ativos	158	111

- Provisão para Contingências — Em 31 de dezembro de 2008 e 2007, as principais provisões para contingências são como se segue (ver nota 16):

	Em 31 de dezembro de	
	2008	**2007**
Trabalhistas		
Diversas	75	73
Cíveis		
Danos Pessoais	28	7
Majoração Tarifária	76	70
Outros	94	51
	-------	-------
	198	128
Fiscais		
FINSOCIAL	21	21
ICMS	-	2
Impostos e Contribuições – Exigibilidade Suspensa	77	47
INSS	1	1
Outros	13	8
	-------	-------
	112	79
Regulatórios		
Processos Administrativos da ANEEL	12	12
	------	------
Total	397	292
	===	===

34. EVENTOS SUBSEQUENTES

(a) Reajuste tarifário

As tarifas da Cemig Distribuição tiveram um impacto médio nas contas de energia elétrica de 6,21% a partir de 8 de abril de 2009. O reajuste tarifário teve aplicação diferenciada por categoria de consumo, sendo que para os consumidores residenciais foi um percentual de aumento de 4,87% em suas contas de energia comparado a um aumento médio de 9,42% para os consumidores de alta tensão.

(b) Aquisição de participação nas empresas eólicas

Foi anunciada pela Companhia, em 04 de fevereiro de 2009, a aquisição de 49% da participação societária em três parques eólicos: Central Eólica Praias de Parajuru (28,8 MW), no município de Beberibe (a 110 km de Fortaleza), Central Eólica Praia do Morgado (28,8 MW) e Central Eólica Volta do Rio (42,0 MW), localizados no Ceará, com potência total de 99,6 MW e previsão de início de operações em 90 dias. A CEMIG vai investir R$ 213 milhões na aquisição desses três parques eólicos.

A conclusão da operação e a efetiva aquisição das ações pela CEMIG estarão sujeitas à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, da Caixa Econômica Federal e da Eletrobrás. Além disso, a operação será notificada ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica – Cade.

(c) Aquisição de 65,86% da Ternas Participações S.A

Em 13 de maio de 2009, CEMIG anunciou ter fechado um acordo entre a Cemig Geração e Transmissão e a Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A (“Terna S.p.A.”) na aquisição de aproximadamente 82,27% do capital votante e 65,86% do capital da Terna Participações S.A. (“Terna”) no valor aproximadamente de R$2,33 bilhões.

A TERNA é uma sociedade holding que atua no segmento de transmissão de energia elétrica em 11 estados do país através das seguintes sociedades por ela controladas ou das quais participa: TSN – Transmissora Sudeste Nordeste S.A.; Novatrans Energia S.A.; ETEO – Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A.; ETAU – Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A.; Brasnorte Transmissora de Energia S.A. e Terna Serviços Ltda., que juntas possuem mais de 3.330km de linhas de transmissão construídas.

O fechamento da transação e o pagamento deverá ocorrer a partir de 30 de setembro, e a Cemig Geração e transmissão também pretende, em data a ser anunciada, fazer uma oferta pública (OPA) para a aquisição das ações da Terna Participações de propriedade dos acionistas minoritários, a preços correspondentes a 100% do preço pago à Terna S.p.A. (as estimativas são de que os desembolsos adicionais chegarão a R$1,207 bilhão) em conformidade com a Lei das S.A., a instrução CVM 361/2002 e Regulamento do Nível 2 de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa da BM&F Bovespa S.A. A Aquisição está sujeita também a condições suspensivas, inclusive a aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

(d) Aumento do capital registrado

O Conselho de diretores da Companhia propôs na Assembléia Geral de Acionistas um aumento do Capital Social através da utilização das Reservas de Lucros de forma a atender ao estabelecido no artigo 199 da Lei das S.A., que limita o saldo dessas Reservas ao valor do Capital da Companhia.

Dessa forma, foi aprovado o aumento do Capital Social da CEMIG de R$2.481 para R$3.102 com emissão de novas ações, mediante a capitalização de R$606 do saldo da Reserva de Retenção de Lucros e R$14 da Reserva de Capital, distribuindo-se aos acionistas, em conseqüência, uma bonificação de vinte e cinco por cento, em ações novas, da mesma espécie das antigas e do valor nominal de R$5.

(e) Programa de Desligamento Voluntário - PDV

A CEMIG implementou, em abril de 2009, um Programa de Desligamento Voluntário - PDV, de caráter transitório, que poderá contar com a adesão dos empregados no período de 22 de abril a 05 de junho de 2009.

O incentivo financeiro para os empregados que façam a adesão ao PDD corresponde a uma indenização que varia de 3 a 16 vezes o valor da remuneração mensal do empregado, conforme critérios específicos estabelecidos no regulamento do Programa, dentre os quais o principal é o tempo de contribuição faltante para aposentadoria integral do INSS. Constam ainda dentre os incentivos financeiros o pagamento da contribuição para o fundo de pensão e INSS até a data em que o empregado atenda aos requisitos para requerer aposentadoria junto ao INSS (limitado a 5 anos) e depósito da multa de 40% sobre o saldo do FGTS para fins rescisórios.

CEMIG irá adicionalmente garantir o pagamento dos custos com seguro de vida em grupo por 6 meses e plano de saúde por 12 meses após a saída do empregado da Companhia.

A provisão para estes custos com o programa será feita no segundo semestre de 2009, dependendo da quantidade de funcionários que aderirem ao programa.

****

Anexo 1

ESTATUTO SOCIAL

CAPÍTULO I
Da denominação, constituição, objeto, sede e duração da Companhia

Artigo 1º - A Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, constituída em 22 de maio de 1952, como sociedade por ações, de economia mista, será regida por este Estatuto e pela legislação aplicável, e destina-se a construir, operar e explorar sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos; a desenvolver atividades nos diferentes campos de energia, em qualquer de suas fontes, com vistas à exploração econômica e comercial; a prestar serviços de consultoria, dentro de sua área de atuação, a empresas no Brasil e no exterior; e a exercer atividades direta ou indiretamente relacionadas ao seu objetivo social.

Parágrafo Primeiro - As atividades previstas neste artigo poderão ser exercidas diretamente pela CEMIG ou por intermédio de sociedades por ela constituídas, ou de que venha a participar, majoritária ou minoritariamente, mediante deliberação do Conselho de Administração, nos termos das Leis Estaduais de nºs 828, de 14 de dezembro de 1951, 8.655, de 18 de setembro de 1984, e 15.290, de 4 de agosto de 2004.

Parágrafo Segundo - Fica vedado qualquer ato ou decisão nas subsidiárias e empresas controladas da Cemig que possa afetar a condição do Estado de Minas Gerais como acionista controlador da Companhia, nos termos da Constituição do Estado de Minas Gerais e da legislação em vigor.

Artigo 2º - A Companhia terá sua sede e administração na cidade de Belo Horizonte, Capital do Estado de Minas Gerais, Brasil, podendo abrir escritórios, representações e quaisquer outros estabelecimentos no País e no exterior, mediante autorização da Diretoria Executiva.

Artigo 3º - O prazo de duração da Companhia é indeterminado.

CAPÍTULO II
Do capital e das ações

Artigo 4º - O Capital Social da Sociedade é de R$3.101.884.460,00 (três bilhões, cento e um milhões, oitocentos e oitenta e quatro mil, quatrocentos e sessenta reais), representado por:

a) 271.154.243 (duzentos e setenta e um milhões, cento e cinqüenta e quatro mil, duzentas e quarenta e três) ações ordinárias, nominativas, do valor nominal de R$5,00 (cinco reais) cada uma;

b) 349.222.649 (trezentos e quarenta e nove milhões, duzentos e vinte e dois mil, seiscentas e quarenta e nove) ações preferenciais, nominativas, do valor nominal de R$5,00 (cinco reais) cada uma.

Parágrafo Único - O direito de voto será reservado, exclusivamente, às ações ordinárias e cada ação terá direito a um voto nas deliberações da Assembléia.

Artigo 5º - As ações preferenciais gozarão de preferência na hipótese de reembolso de ações e terão um dividendo mínimo anual igual ao maior dos seguintes valores:

a) 10% (dez por cento) calculado sobre seu valor nominal;
b) 3% (três por cento) do valor do patrimônio líquido das ações.

Artigo 6º - As ações ordinárias e preferenciais concorrerão em iguais condições na distribuição de bonificações.

Parágrafo Único - A capitalização da correção monetária do capital social dependerá da decisão da Assembléia Geral, mas será sempre obrigatória quando alcançado o limite determinado no artigo 297 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Artigo 7º - Nos exercícios em que a Companhia não obtiver lucros suficientes para pagar dividendos a seus acionistas, o Estado de Minas Gerais assegurará às ações do capital da Companhia emitidas até 5 de agosto de 2004, de propriedade de particular, um dividendo mínimo de 6% (seis por cento) ao ano, nos termos do artigo 9º da Lei Estadual nº 828, de 14 de dezembro de 1951, e da Lei Estadual nº 15.290, de 4 de agosto de 2004.

Artigo 8º - O capital subscrito pelo Estado de Minas Gerais, que terá, sempre e obrigatoriamente, a maioria das ações com direito a voto, será realizado de acordo com o disposto na legislação em vigor. O capital subscrito por outras pessoas naturais ou jurídicas será realizado conforme for estabelecido pela Assembléia Geral que deliberar sobre o assunto.

Parágrafo Primeiro - Para atender a deliberação das Assembléias Gerais, poderá a Diretoria suspender, obedecidas as regras da legislação vigente, os serviços de transferências e averbações.

Parágrafo Segundo - Os acionistas terão direito de preferência na subscrição de aumentos de capital e na emissão de valores mobiliários da Companhia, na forma da legislação aplicável. Não será concedido o direito de preferência, no entanto, quando o aumento do capital social for integralizado com recursos de incentivos fiscais, obedecido o disposto no parágrafo único do artigo 172 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

CAPÍTULO III
Da Assembléia Geral

Artigo 9º - A Assembléia Geral dos acionistas reunir-se-á, ordinariamente, dentro dos 4 (quatro) primeiros meses do ano, para os fins previstos em lei e, extraordinariamente, sempre que necessário, e será convocada com antecedência mínima de 15 (quinze) dias, observadas em sua convocação, instalação e deliberações as prescrições legais pertinentes.

Parágrafo Único - O acionista poderá ser representado nas Assembléias Gerais na forma prevista no art. 126 da Lei nº 6.404, e alterações posteriores, exibindo, no ato, ou depositando previamente na sede social da Companhia, o comprovante de titularidade das ações expedido pela instituição financeira depositária acompanhado do documento de identidade e procuração com poderes especiais.

Artigo 10 - A Assembléia Geral, ordinária ou extraordinária, será presidida por um acionista eleito pela Assembléia Geral, dentre os presentes, que escolherá um ou mais secretários.

CAPÍTULO IV
Da administração da Companhia

Artigo 11 - A administração da Companhia será exercida por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva.

Parágrafo Primeiro - A estrutura e a composição do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Companhia serão idênticas nas Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., com as seguintes exceções: A Diretoria de Distribuição e Comercialização comporá exclusivamente a Subsidiária Integral Cemig Distribuição S.A. e a Diretoria de Geração e Transmissão comporá exclusivamente a Subsidiária Integral Cemig Geração e Transmissão S.A..

Parágrafo Segundo - O Conselho de Administração e a Diretoria Executiva, na administração da Companhia, das Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., das demais subsidiárias integrais, das controladas e coligadas e nos consórcios dos quais participem, direta ou indiretamente, deverão observar o disposto no Plano Diretor da Companhia, em especial a política de dividendos nele prevista, conforme aprovados pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Terceiro - O Plano Diretor conterá o planejamento estratégico de longo prazo, fundamentos, metas, objetivos e resultados a serem perseguidos e atingidos pela Companhia e sua política de dividendos, devendo respeitar os compromissos e requisitos previstos no § 5º abaixo.

Parágrafo Quarto - O Plano Diretor será revisado anualmente pela Diretoria Executiva e aprovado pelo Conselho de Administração e será refletido em todos os planos, projeções, atividades, estratégias, investimentos e despesas da Companhia e suas subsidiárias integrais, controladas e coligadas e nos consórcios dos quais participe, direta ou indiretamente, incluindo o Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e o Orçamento Anual, que deverão ser aprovados pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Quinto - Na condução da administração da Companhia e no exercício do direito de voto em subsidiárias integrais, controladas, coligadas e consórcios, o Conselho de Administração e a Diretoria Executiva observarão e cumprirão, fielmente, as seguintes metas:

a) manter o endividamento consolidado da Companhia em valor igual ou inferior a 2 (duas) vezes o LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) da Companhia;

b) manter uma relação consolidada de endividamento medida por dívida líquida / (dívida líquida + patrimônio líquido), limitada a 40% (quarenta por cento);

c) restringir o saldo consolidado dos recursos registrados em ativo circulante, inclusive para os fins do artigo 30 deste Estatuto, ao equivalente a, no máximo, 5% (cinco por cento) do LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciações e amortização) da Companhia;

d) limitar o montante consolidado dos recursos destinados a investimentos de capital e à aquisição de quaisquer ativos, por exercício social, ao equivalente a, no máximo, 40% (quarenta por cento) do LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciações e amortização) da Companhia;

e) investir somente em projetos de distribuição, geração e transmissão que ofereçam taxas internas de retorno real mínimas iguais ou superiores àquelas previstas no Plano Diretor da Companhia, ressalvadas as obrigações legais;

f) manter as despesas da Subsidiária Integral Cemig Distribuição S.A. e de qualquer controlada de distribuição em montantes não superiores aos montantes reconhecidos nos reajustes e revisões tarifárias;

g) manter as receitas da Subsidiária Integral Cemig Distribuição S.A. e de qualquer controlada de distribuição nos valores reconhecidos nos reajustes e revisões tarifárias.

Parágrafo Sexto - As metas previstas no § 5º acima serão determinadas em bases consolidadas, considerando a Companhia e os seus investimentos permanentes nas Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., controladas, coligadas e consórcios.

Parágrafo Sétimo - As metas estabelecidas nas alíneas “a”, “b”, “c” e “d” do § 5º acima poderão ser ultrapassadas por motivos conjunturais, mediante justificativa e prévia e específica aprovação do Conselho de Administração, até os seguintes limites:

a) endividamento consolidado da Companhia em valor igual ou inferior a 2,5 (duas e meia) vezes o LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciações e amortização) da Companhia;

b) relação consolidada de endividamento medida por dívida líquida / (dívida líquida + patrimônio líquido), limitada a 50% (cinqüenta por cento);

c) saldo consolidado dos recursos registrados em ativo circulante, inclusive para os fins do artigo 30 deste Estatuto, ao equivalente a, no máximo, 10% (dez por cento) do LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciações e amortização) da Companhia;

d) montante consolidado dos recursos destinados a investimentos de capital e à aquisição de quaisquer ativos, exclusivamente nos exercícios sociais de 2006 e 2007, limitado ao equivalente a, no máximo, 65% (sessenta e cinco por cento) e 55% (cinqüenta e cinco por cento) do LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciações e amortização) da Companhia, respectivamente.

Seção I
Do Conselho de Administração

Artigo 12 - O Conselho de Administração da Companhia será composto de 14 (quatorze) membros efetivos e igual número de suplentes, dentre os quais um será o seu Presidente e outro, o Vice-Presidente, eleitos e destituíveis a qualquer tempo pela Assembléia Geral, para um mandato de 3 (três) anos, podendo ser reeleitos.

Parágrafo Primeiro - Os Conselheiros suplentes substituirão os respectivos titulares em suas eventuais ausências e impedimentos e, no caso de vacância, até que se proceda à respectiva substituição.

Parágrafo Segundo - O montante global ou individual da remuneração do Conselho de Administração será fixado pela Assembléia Geral, em conformidade com a legislação vigente.

Parágrafo Terceiro - Fica assegurado aos acionistas minoritários titulares de ações ordinárias e aos acionistas titulares de ações preferenciais o direito de elegerem, em votação em separado, 1 (um) membro do Conselho de Administração, respectivamente, na forma da lei.

Parágrafo Quarto - Os Conselhos de Administração das Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A. serão constituídos, obrigatoriamente, pelos membros efetivos e suplentes eleitos para o Conselho de Administração da Companhia.

Artigo 13 - Em caso de vaga no Conselho de Administração, a primeira Assembléia Geral Extraordinária procederá à eleição de novo membro, para o período que restava ao antigo Conselheiro.

Parágrafo Único - Na hipótese prevista neste artigo, cabe à minoria eleger o novo membro do Conselho de Administração se o antigo houver sido por ela eleito.

Artigo 14 - O Conselho de Administração reunir-se-á, ordinariamente, a cada 2 (dois) meses e, extraordinariamente, por convocação de seu Presidente, de seu Vice-Presidente, de um terço de seus membros ou quando solicitado pela Diretoria Executiva e deliberará, validamente, com a presença da maioria de seus membros.

Parágrafo Primeiro - As reuniões do Conselho de Administração serão convocadas por seu Presidente ou seu Vice-Presidente, mediante aviso escrito enviado com antecedência de 5 (cinco) dias, contendo a pauta de matérias a tratar. Em caráter de urgência, as reuniões do Conselho de Administração poderão ser convocadas por seu Presidente sem a observância do prazo acima mencionado, desde que inequivocamente cientes os demais integrantes do Conselho.

Parágrafo Segundo - As deliberações do Conselho de Administração serão tomadas pela maioria de votos dos Conselheiros presentes, cabendo ao Presidente, em caso de empate, o voto de qualidade.

Artigo 15 - Compete ao Presidente do Conselho de Administração conceder licença aos seus membros, competindo aos demais membros conceder licença ao Presidente.

Artigo 16 - O Presidente e o Vice-Presidente do Conselho de Administração serão escolhidos por seus pares, na primeira reunião do Conselho de Administração que se realizar após a eleição de seus membros, cabendo ao Vice-Presidente substituir o Presidente em suas ausências ou impedimentos.

Artigo 17 - Caberá ao Conselho de Administração:

a) fixar a orientação geral dos negócios da Companhia;

b) eleger e destituir os Diretores da Companhia, observado o presente Estatuto;

c) deliberar, previamente à sua celebração, sobre os contratos entre a Companhia e qualquer de seus acionistas ou empresas que sejam controladoras destes, sejam por eles controladas ou estejam sob seu controle comum;

d) deliberar, por proposta da Diretoria Executiva, sobre a alienação ou a constituição de ônus reais sobre bens do ativo permanente da Companhia, bem como a prestação por esta de garantias a terceiros, de valor individual igual ou superior a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);

e) deliberar, por proposta da Diretoria Executiva, sobre os projetos de investimento da Companhia, a celebração de contratos e demais negócios jurídicos, a contratação de empréstimos, financiamentos e a constituição de qualquer obrigação em nome da Companhia que, individualmente ou em conjunto, apresentem valor igual ou superior a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais), inclusive aportes em subsidiárias integrais, controladas e coligadas e nos consórcios de que participe;

f) convocar a Assembléia Geral;
g) fiscalizar a gestão da Diretoria Executiva, podendo examinar, a qualquer tempo, os livros e papéis da Companhia, bem como solicitar informações sobre os contratos celebrados ou em via de celebração, e sobre quaisquer outros fatos ou atos administrativos que julgar de seu interesse;
h) manifestar-se previamente sobre o relatório da administração e as contas da Diretoria Executiva da Companhia;
i) escolher e destituir os auditores independentes da Companhia, entre empresas de renome internacional autorizadas pela Comissão de Valores Mobiliários a auditar companhias abertas;
j) autorizar, mediante proposta da Diretoria Executiva, a instauração de processo administrativo de licitação e de dispensa ou inexigibilidade de licitação, e as contratações correspondentes, de valor igual ou superior a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);
l) autorizar, mediante proposta da Diretoria Executiva, a propositura de ações judiciais, processos administrativos e a celebração de acordos judiciais e extrajudiciais de valor igual ou superior a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);
m) autorizar a emissão de títulos, no mercado interno ou externo, para a captação de recursos, na forma de debêntures, notas promissórias, "commercial papers" e outros;
n) aprovar o Plano Diretor, o Plano Plurianual e Estratégico e o Orçamento Anual, bem como suas alterações e revisões;
o) anualmente, fixar as diretrizes e estabelecer os limites, inclusive financeiros, para os gastos com pessoal, inclusive concessão de benefícios e acordos coletivos de trabalho, ressalvada a competência da Assembléia Geral e observado o Orçamento Anual aprovado;
p) autorizar o exercício do direito de preferência e os acordos de acionistas ou de voto em empresas subsidiárias integrais, controladas, coligadas e nos consórcios de que participe a Companhia, exceto no caso das Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., para as quais a competência para deliberar sobre estas matérias será da Assembléia Geral de Acionistas;
q) aprovar as declarações de voto nas assembléias gerais e as orientações de voto nas reuniões dos conselhos de administração das subsidiárias integrais, controladas, coligadas e dos consórcios de que participe a Companhia, quando envolver participação no capital de outras sociedades ou consórcios, devendo as deliberações, em qualquer caso e não somente nas matérias relativas à participação no capital de outras sociedades ou consórcios, observar as disposições do presente Estatuto, o Plano Diretor e o Plano Plurianual e Estratégico.

Parágrafo Primeiro - O Conselho de Administração, mediante resoluções específicas, poderá delegar à Diretoria Executiva a competência para autorizar a celebração de contratos de comercialização de energia elétrica e de prestação de serviços de distribuição e transmissão, nos termos da legislação.

Parágrafo Segundo – Os limites financeiros para deliberação do Conselho de Administração serão corrigidos, em janeiro de cada ano, pelo Índice Geral de Preços do Mercado-IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas.

Seção II
Diretoria Executiva

Artigo 18 - A Diretoria Executiva será constituída de 9 (nove) Diretores, acionistas ou não, eleitos pelo Conselho de Administração, composta de: um Diretor-Presidente; um Diretor Vice-Presidente; um Diretor de Finanças, Relações com Investidores e Controle de Participações; um Diretor de Gestão Empresarial; um Diretor de Distribuição e Comercialização; um Diretor de Geração e Transmissão; um Diretor Comercial; um Diretor de Desenvolvimento de Novos Negócios; e, um Diretor de Gás.

Parágrafo Primeiro - O mandato dos Diretores será de 3 (três) anos, sendo permitida a reeleição. Os Diretores permanecerão em seus cargos até que seus sucessores, devidamente eleitos, sejam empossados.

Parágrafo Segundo - O montante global ou individual da remuneração da Diretoria, inclusive benefícios de qualquer natureza, será fixado pela Assembléia Geral, de acordo com a legislação vigente.

Parágrafo Terceiro - Os Diretores exercerão seus cargos em regime de tempo integral e de dedicação exclusiva ao serviço da Companhia, sendo permitido o exercício concomitante e não remunerado em cargos de administração de subsidiárias integrais, controladas e coligadas da Companhia, a critério do Conselho de Administração, competindo-lhes porém, obrigatoriamente, o exercício dos cargos correspondentes nas Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A.

Parágrafo Quarto - Os Diretores, não empregados, terão direito a uma licença anual remunerada, por prazo não superior a 30 (trinta) dias, de forma não cumulativa, acrescida de um terço da remuneração mensal em vigor, que lhes será concedida pelo Diretor-Presidente, cuja licença será concedida pelo Conselho de Administração.

Artigo 19 - Em caso de ausência, licença, renúncia ou vaga do Diretor-Presidente, o cargo será exercido pelo Diretor Vice-Presidente, pelo período que durar a ausência ou licença e, nos casos de vaga, impedimento ou renúncia, até o provimento do cargo pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Primeiro - Ocorrendo ausência, licença, renúncia ou vaga de qualquer dos demais membros da Diretoria Executiva, poderá ela, mediante a aprovação da maioria de seus membros, atribuir a outro Diretor o exercício das funções respectivas, pelo período que durar a ausência ou licença, e, nos casos de vaga, impedimento ou renúncia, até que o cargo seja provido pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Segundo - O Diretor-Presidente ou o membro da Diretoria Executiva eleito na forma deste artigo exercerá o cargo pelo tempo de mandato que restava ao Diretor substituído.

Artigo 20 - A Diretoria Executiva reunir-se-á, ordinariamente, pelo menos 2 (duas) vezes por mês e, extraordinariamente, sempre que convocada pelo Diretor-Presidente ou por 2 (dois) Diretores, mediante aviso com antecedência mínima de 2 (dois) dias, o qual, entretanto, será dispensado no caso de estarem presentes todos os Diretores. Salvo disposto em contrário neste Estatuto, as deliberações da Diretoria Executiva serão adotadas pelo voto da maioria de seus membros, cabendo ao Diretor-Presidente o voto de qualidade, em caso de empate, com comunicação ao Conselho de Administração de sua utilização.

Artigo 21 - Compete à Diretoria Executiva a gestão corrente dos negócios da Companhia, obedecidos o Plano Diretor, o Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e o Orçamento Anual, elaborados e aprovados de acordo com este Estatuto.

Parágrafo Primeiro - O Plano Plurianual e Estratégico da Companhia refletirá o Plano Diretor e conterá os planos e as projeções para o prazo de 5 (cinco) exercícios financeiros, devendo ser atualizado, no máximo, a cada ano, e abordará em detalhe, entre outros:

a) as estratégias e ações da Companhia, incluindo qualquer projeto relacionado ao seu objeto social;

b) os novos investimentos e oportunidades de negócios, incluindo os das subsidiárias integrais, controladas e coligadas da Companhia, assim como dos consórcios de que participe;

c) os valores a serem investidos ou de outra forma contribuídos a partir de recursos próprios ou de terceiros;

d) as taxas de retorno e lucros a serem obtidos ou gerados pela Companhia.

Parágrafo Segundo - O Orçamento Anual refletirá o Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e, por conseguinte, o Plano Diretor, e deverá detalhar as receitas e as despesas operacionais, os custos e investimentos, o fluxo de caixa, o montante a ser destinado ao pagamento de dividendo, as inversões com recursos próprios ou de terceiros e outros dados que a Diretoria Executiva considerar necessários.

Parágrafo Terceiro - O Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e o Orçamento Anual serão preparados e atualizados anualmente, até o término de cada exercício social, para vigorar no exercício social seguinte. Ambos serão elaborados com a coordenação do Diretor de Finanças, Relações

com Investidores e Controle de Participações e submetidos ao exame da Diretoria Executiva e, após, à aprovação do Conselho de Administração.

Parágrafo Quarto - Dependerão de deliberação da Diretoria Executiva, as seguintes matérias:
a) aprovar o plano de organização da Companhia e emissão das normas correspondentes, bem como as respectivas modificações;
b) examinar e encaminhar ao Conselho de Administração, para aprovação, o Plano Plurianual e Estratégico, bem como suas revisões, inclusive cronogramas, valor e alocação de investimentos nele previstos;
c) examinar e encaminhar ao Conselho de Administração, para aprovação, o Orçamento Anual, o qual deverá refletir o Plano Plurianual e Estratégico então vigente, assim como suas revisões;
d) deliberar sobre o remanejamento de investimentos ou despesas previstos no Orçamento Anual que, individualmente ou em conjunto, durante o mesmo exercício financeiro, apresentem valores inferiores a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais), com a conseqüente readequação das metas aprovadas, respeitado o Plano Plurianual e Estratégico e o Orçamento Anual;
e) aprovar a alienação ou constituição de ônus reais sobre bens do ativo permanente da Companhia, bem como a prestação por esta de garantias a terceiros, de valores inferiores a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);
f) autorizar os projetos de investimento da Companhia, a celebração de contratos e demais negócios jurídicos, a contratação de empréstimos, financiamentos e constituição de qualquer obrigação em nome da Companhia, com base no Orçamento Anual aprovado, que, individualmente ou em conjunto, apresentem valores inferiores a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais), inclusive a realização de aportes em empresas subsidiárias integrais, controladas e coligadas, e nos consórcios de que participe, ressalvado o disposto na alínea “p” do inciso IV do artigo 22;
g) aprovar, mediante proposta do Diretor-Presidente, em conjunto com o Diretor de Finanças, Relações com Investidores e Controle de Participações, as declarações de voto nas assembléias gerais das subsidiárias integrais, controladas, coligadas e nos consórcios dos quais participe a Companhia, exceto no caso das Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., para as quais a competência para deliberar sobre estas matérias será da Assembléia Geral de Acionistas, devendo as deliberações observar as disposições do presente Estatuto, as deliberações do Conselho de Administração, o Plano Diretor e o Plano Plurianual e Estratégico;
h) autorizar a instauração de processo administrativo de licitação e de dispensa ou inexigibilidade de licitação e as contratações correspondentes, de valor igual ou superior a R$2.800.000,00 (dois milhões e oitocentos mil reais) e inferior a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);
i) autorizar a propositura de ações judiciais, processos administrativos e a celebração de acordos judiciais e extrajudiciais de valor inferior a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);
j) autorizar as provisões contábeis da Companhia, independentemente de seu valor, mediante proposta do Diretor de Finanças, Relações com Investidores e Controle de Participações;
l) aprovar a designação de empregados para o exercício de cargos gerenciais da Companhia, mediante proposta do Diretor interessado, observado o disposto na alínea “h” do inciso I do artigo 22;
m) autorizar os gastos com pessoal e os acordos coletivos de trabalho, observados a competência da Assembléia Geral, as diretrizes e os limites aprovados pelo Conselho de Administração e o Orçamento Anual aprovado.

Parágrafo Quinto - A prática dos atos necessários ao funcionamento regular da Companhia, a celebração de contratos e demais negócios jurídicos será efetuada pelo Diretor-Presidente, conjuntamente com um Diretor, ou por mandatário devidamente constituído.

Parágrafo Sexto - A outorga de procurações deverá ser realizada pelo Diretor-Presidente, conjuntamente com um Diretor, ressalvada a competência definida na alínea “c”, inciso I, do artigo 22, para a qual será exigida apenas a assinatura do Diretor-Presidente.

Parágrafo Sétimo – Os limites financeiros para deliberação da Diretoria Executiva serão corrigidos, em janeiro de cada ano, pelo Índice Geral de Preços do Mercado-IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas.

Artigo 22 - Observado o disposto nos artigos precedentes, são atribuições dos membros da Diretoria Executiva:

I - Do Diretor-Presidente:
a) superintender e dirigir os trabalhos da Companhia;
b) supervisionar a elaboração e a implementação do Plano Plurianual e Estratégico e desenvolver as estratégias e ações aprovadas;
c) representar a Companhia em juízo, ativa e passivamente;
d) assinar, juntamente com um dos Diretores, os documentos de responsabilidade da Companhia;
e) apresentar o relatório anual dos negócios da Companhia ao Conselho de Administração e à Assembléia Geral Ordinária;
f) admitir e demitir pessoal da Companhia;
g) conduzir as atividades de auditoria interna, relacionamento institucional, jurídicas, comunicação social, representação, ouvidoria e secretaria geral;
h) propor à Diretoria Executiva, para aprovação, em conjunto com o Diretor a que estiver vinculado o empregado, as indicações para os cargos gerenciais da Companhia;
i) propor as indicações para os cargos de administração e conselhos fiscais das subsidiárias integrais, controladas e coligadas da Companhia, assim como para a Fundação Forluminas de Seguridade Social – Forluz, ouvido o Diretor de Finanças, Relações com Investidores e Controle de Participações, exceto no caso das Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., para as quais prevalece o disposto no parágrafo quarto do artigo 12 e parágrafo terceiro do artigo 18 do presente Estatuto.

II- Do Diretor Vice-Presidente:
a) substituir o Diretor-Presidente nas suas ausências, licenças, impedimentos_temporários, renúncia ou vaga;
b) promover a melhoria das políticas de responsabilidade social e de sustentabilidade da Companhia;
c) definir as políticas e diretrizes de meio ambiente, de desenvolvimento tecnológico, de alternativas energéticas e de normalização técnica;
d) coordenar a estratégia de atuação da Companhia em relação à responsabilidade social, ao meio ambiente, ao processo tecnológico e a gestão estratégica de tecnologia;
e) coordenar a implantação e a manutenção dos sistemas de qualidade da Companhia;
f) promover a implementação de programas voltados para o desenvolvimento tecnológico da Companhia;
g) monitorar a condução dos planos para o atendimento das diretrizes ambientais, tecnológicas e da melhoria da qualidade.

III- Do Diretor de Finanças, Relações com Investidores e Controle de Participações:
a) prover os recursos financeiros necessários à operação e expansão da Companhia, conforme Orçamento Anual, conduzindo os processos de contratação de empréstimo e de financiamento, bem como os serviços correlatos;
b) coordenar a elaboração e a consolidação do Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e do Orçamento Anual, com a participação de todas as Diretorias da Companhia;
c) proceder à avaliação econômico-financeira dos projetos de investimento da Companhia, exceto aqueles de responsabilidade da Diretoria de Desenvolvimento de Novos Negócios;
d) acompanhar o desempenho da execução dos projetos de investimento, conforme metas e resultados aprovados pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração;
e) contabilizar e controlar as operações econômico-financeiras da Companhia;

f) determinar o custo do serviço e estabelecer política de seguros, conforme delineado no Plano Plurianual e Estratégico da Companhia;
g) detalhar a programação financeira de curto, médio e longo prazos, conforme previsto no Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e no Orçamento Anual;
h) controlar o capital social da Companhia, fixar a política acionária e de governança corporativa, bem como sugerir a política de dividendos;
i) coordenar a elaboração e a negociação das tarifas de fornecimento e de distribuição de energia elétrica e das receitas de transmissão, junto à Agência Nacional de Energia Elétrica–Aneel;
j) responsabilizar-se pela prestação de informações ao público investidor, à Comissão de Valores Mobiliários–CVM e às bolsas de valores ou mercados de balcão, nacionais e internacionais, bem como às entidades de regulação e fiscalização correspondentes, e manter atualizados os registros da Companhia nessas instituições;
l) representar a Companhia perante a CVM, as Bolsas de Valores e demais entidades do mercado de capitais;
m) promover a gestão financeira e societária das participações da Companhia nas empresas subsidiárias integrais, controladas e coligadas, dentro dos critérios de boa governança corporativa e zelando pelo cumprimento de seus planos de negócios, observado o disposto neste Estatuto;
n) propor à Diretoria Executiva, para aprovação ou encaminhamento ao Conselho de Administração ou à assembléia geral de acionistas, conforme a competência definida no presente Estatuto, os aportes de capital, o exercício de direito de preferência e a celebração de acordos de votos nas empresas subsidiárias integrais, controladas e coligadas, bem como nos consórcios de que participe a Companhia;
o) participar das negociações que envolvem a constituição e a alteração de documentos societários das participações referidas na alínea anterior;
p) coordenar os processos de alienação de participações societárias detidas pela Companhia, suas subsidiárias integrais, controladas e coligadas, mediante prévia autorização legislativa e aprovação do Conselho de Administração.

IV - Do Diretor de Gestão Empresarial:
a) prover pessoal adequado à Companhia;
b) definir a política de recursos humanos da Companhia, orientar e promover sua aplicação;
c) orientar e conduzir as atividades relacionadas a estudos organizacionais e sua documentação;
d) definir, conduzir e supervisionar a política de telecomunicações e informática da Companhia;
e) projetar, implantar e manter os sistemas de telecomunicações e de informática da Companhia;
f) definir políticas e normas sobre serviços de apoio, tais como transportes, comunicação administrativa, vigilância e de adequação dos locais de trabalho do pessoal;
g) prover a Companhia de recursos e serviços de infra-estrutura e de apoio administrativo;
h) coordenar as políticas, processos e meios de segurança patrimonial, segurança do trabalho e vigilância aprovados pela Companhia;
i) conduzir as negociações dos acordos coletivos de trabalho, em conformidade com as diretrizes e limites aprovados pelo Conselho de Administração, encaminhando as propostas negociadas para aprovação da Diretoria Executiva;
j) administrar o processo de contratação de obras e serviços e de aquisição e alienação de materiais e imóveis;
l) proceder ao controle de qualidade do material adquirido e da qualificação dos prestadores de serviços contratados;
m) administrar e controlar o estoque de material, promover a triagem e a recuperação do material usado, bem como promover a venda de material excedente, inservível e de sucata;
n) promover e implementar programas de incremento, desenvolvimento, aperfeiçoamento e melhoria continuada de fornecedores de materiais e serviços de interesse da Companhia, isoladamente ou em cooperação com outras Diretorias ou órgãos de fomento e entidades de classe, no âmbito do Estado de Minas Gerais;
o) conduzir programas de gestão empresarial e de ações ambientais no âmbito da Diretoria;

p) autorizar a instauração de processo administrativo de licitação e de dispensa ou inexigibilidade de licitação, e as contratações correspondentes, de valor inferior a R$2.800.000,00 (dois milhões e oitocentos reais);
q) propor ao Diretor-Presidente, para encaminhamento à Diretoria Executiva, para aprovação, dentre empregados da Companhia, da Cemig Distribuição S.A. e da Cemig Geração e Transmissão S.A., as indicações para os cargos de membros efetivos e suplentes do Comitê de Administração do Prosaúde Integrado;
r) propor ao Diretor-Presidente, para encaminhamento à Diretoria Executiva para aprovação, dentre os empregados da Companhia e das demais companhias envolvidas nas negociações, as indicações de empregados para compor o Comitê de Negociação Sindical, assim como a designação de seu coordenador;
s) apresentar à Diretoria Executiva as avaliações advindas de programa de desenvolvimento de sucessão de lideranças, implantado pela Companhia, visando subsidiar as deliberações da Diretoria Executiva acerca das indicações de empregados para cargos gerenciais.

V - Do Diretor de Distribuição e Comercialização:

a) zelar pela qualidade do fornecimento de energia aos consumidores ligados diretamente ao sistema de distribuição da Companhia;
b) elaborar o planejamento do sistema de distribuição da Companhia;
c) gerenciar a implantação das instalações de distribuição, incluindo a elaboração e a execução do projeto, a construção e a montagem;
d) operar e manter o sistema elétrico de distribuição e os sistemas de supervisão e telecontrole associados;
e) gerenciar as políticas de segurança de trabalho da Companhia no âmbito de suas atividades;
f) propor e implementar as políticas de atendimento aos consumidores atendidos por esta Diretoria;
g) desenvolver programas e ações junto aos consumidores cativos com demanda inferior a 500 kW, visando ao melhor aproveitamento da utilização da energia elétrica;
h) estabelecer relações comerciais e coordenar a venda de energia elétrica e serviços para consumidores cativos, com demanda inferior a 500 kW;
i) conduzir programas e ações ambientais no âmbito da Diretoria;
j) representar a Companhia perante a Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica–Abradee e demais entidades do setor de distribuição;
l) propor as políticas e diretrizes que visem assegurar a integridade das instalações de distribuição e gerir a segurança patrimonial dessas instalações;
m) buscar a melhoria contínua dos processos de operação e manutenção, através da utilização de novas tecnologias e métodos, visando à melhoria de qualidade e redução dos custos das referidas atividades.

VI - Do Diretor de Geração e Transmissão:

a) zelar pela qualidade do fornecimento de energia aos consumidores ligados diretamente ao sistema de transmissão;
b) elaborar o planejamento da geração e da transmissão;
c) operar e manter os sistemas de geração e transmissão e os sistemas de supervisão e telecontrole associados;
d) conduzir programas e ações ambientais no âmbito da Diretoria;
e) desenvolver e conduzir as ações hidrometeorológicas de interesse da Companhia;
f) gerir as operações decorrentes da interligação do sistema elétrico de transmissão da Companhia com os de outras empresas, bem como a conexão de agentes à rede básica da Companhia;
g) representar a Companhia junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico–ONS, à Associação Brasileira das Geradoras de Energia Elétrica–Abrage e demais entidades representativas dos setores de geração e transmissão de energia elétrica;
h) gerir os laboratórios e oficinas centrais da Companhia;
i) coordenar e implantar projetos de reforma, modernização, melhoria, reativação e desativação nas instalações de geração e transmissão;

j) propor e implementar as medidas que visem a assegurar a conectividade dos diversos agentes do setor elétrico, ligados ao sistema de transmissão da Companhia;
l) propor e implementar as políticas e diretrizes que visem assegurar a integridade das instalações de geração e transmissão e gerir a segurança industrial dessas instalações;
m) gerenciar e promover a política de segurança do trabalho da Companhia no âmbito de suas atividades;
n) gerenciar a implantação dos empreendimentos de expansão de geração, transmissão e co-geração, promovendo o projeto, a construção e a montagem, e assegurando o desempenho físico-financeiro desses empreendimentos;
o) fornecer apoio técnico às negociações para viabilização dos empreendimentos de expansão da geração, transmissão e co-geração e participar da negociação de documentos dos consórcios de empreendedores e de sociedades de propósitos específicos.

VII - Do Diretor Comercial:
a) elaborar pesquisas, estudos, análises e projeções dos mercados de interesse da Companhia;
b) coordenar o planejamento e a execução da compra de energia para atender ao mercado da Companhia e a venda de energia proveniente de fontes de geração próprias;
c) coordenar a compra e venda de energia nas suas diferentes formas e modalidades, compreendendo a importação, exportação e a participação em todos os segmentos de mercados especializados de energia;
d) coordenar a prestação de serviços de intermediação de negócios relacionados à comercialização de energia a qualquer agente autorizado;
e) representar a Companhia junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica–CCEE, responsabilizando-se pelas operações realizadas no âmbito daquela Câmara, e representar a Companhia perante as demais entidades de comercialização de energia elétrica;
f) coordenar o estabelecimento dos preços de compra e venda de energia elétrica, e propor à Diretoria Executiva para aprovação;
g) estabelecer relações comerciais e coordenar a venda de energia elétrica e serviços para os consumidores, individualmente, ou grupos de consumidores, atendidos em tensão maior ou igual a 2,3 kV e demanda contratada igual ou maior que 500 kW, assim como grupos empresariais;
h) identificar, medir e gerenciar os riscos associados à comercialização de energia;
i) negociar e gerenciar a comercialização de transporte e conexão de qualquer acessante ao sistema de distribuição;
j) negociar e gerenciar os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão com o Operador Nacional do Sistema Elétrico–ONS e de conexão do Sistema de Distribuição com as transmissoras;
l) gerenciar a comercialização, em interação com a Diretoria de Desenvolvimento de Novos Negócios, dos créditos de carbono da Companhia.

VIII – Do Diretor de Desenvolvimento de Novos Negócios:
a) promover a prospecção, a análise e o desenvolvimento de novos negócios da Companhia nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, petróleo e gás, assim como em outras atividades direta ou indiretamente relacionadas ao seu objeto social;
b) promover as análises de viabilidade técnica, econômico-financeira e ambiental dos novos negócios para a Companhia, em interação com as Diretorias relacionadas aos referidos negócios;
c) coordenar as negociações e implementar as parcerias, consórcios, sociedades de propósito específico e demais formas de associação com empresas públicas ou privadas necessárias ao desenvolvimento de novos negócios, bem como a negociação de contratos e documentos societários dos empreendimentos;
d) coordenar a participação da Companhia nos processos licitatórios para obtenção de outorga de concessões em todas as áreas de sua atuação;

e) prospectar, coordenar, avaliar e estruturar as oportunidades de aquisição de novos ativos do setor de energia elétrica e do setor de petróleo e gás;
f) coordenar a participação da Companhia nos leilões de novos negócios promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica–Aneel e pela Agência Nacional do Petróleo e Gás–ANP;
g) promover a prospecção e a análise, no âmbito da Companhia, das oportunidades de negócios relacionados ao aproveitamento de créditos de carbono;
h) consolidar o planejamento da expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição;
i) consolidar o Programa de Investimentos em geração, transmissão e distribuição da Companhia;
j) representar a Companhia junto às entidades de planejamento da expansão do setor elétrico nas suas áreas de atuação;
l) conduzir programas e ações ambientais no âmbito da Diretoria;
m) acompanhar, na Companhia, o planejamento energético do Estado de Minas Gerais.

IX – Do Diretor de Gás:
a) coordenar, em nome da Companhia e de suas subsidiárias integrais e controladas, todas as atividades relacionadas à exploração, aquisição, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de petróleo e gás ou de subprodutos e derivados diretamente ou através de terceiros;
b) propor à Diretoria Executiva diretrizes, normas gerais e planos de operação, prospecção, exploração, aquisição, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de atividades dos negócios de petróleo e gás;
c) desenvolver pesquisas, análises e estudos de investimentos e novas tecnologias relacionadas a petróleo e gás, em conjunto com a Diretoria de Desenvolvimento de Novos Negócios;
d) desenvolver normatização para projetos no campo de petróleo e gás;
e) propor à Diretoria Executiva plano plurianual de investimentos e despesas da Gasmig;
f) propor à Diretoria Executiva plano plurianual de investimentos e despesas de outras sociedades de propósitos específicos associadas às atividade de petróleo e gás;
g) consolidar a gestão das políticas de segurança de trabalho da Gasmig e de outras sociedades de propósitos específicos, no âmbito das atividades de petróleo e gás, em consonância com as diretrizes gerais ditadas pela Companhia, através da Diretoria de Gestão Empresarial;
h) desenvolver pesquisas, estudos, análises e projeções dos mercados de interesse da Companhia no âmbito das atividades de petróleo e gás;
i) conduzir programas e ações ambientais no âmbito da Diretoria;
j) representar a Companhia nas diversas entidades que congregam as empresas do setor de petróleo e gás.

Parágrafo Primeiro - As competências de representação perante órgãos técnicos, administrativos e associações outorgadas aos Diretores nos termos deste artigo não exclui a competência de representação do Diretor-Presidente, nem a necessidade de observância das disposições previstas no presente Estatuto no que diz respeito à prévia obtenção das autorizações dos órgãos da Administração para contrair obrigações em nome da Companhia.

Parágrafo Segundo - Além do exercício das atribuições que lhes são fixadas no presente Estatuto, compete a cada Diretoria assegurar a cooperação, a assistência e o apoio às demais Diretorias no âmbito de suas respectivas competências, visando à consecução dos objetivos e interesses maiores da Companhia.

Parágrafo Terceiro - Os projetos desenvolvidos pela Companhia, no âmbito da Diretoria de Desenvolvimento de Novos Negócios, uma vez estruturados e constituídos, deverão ser assumidos pelas respectivas Diretorias a que competirem a sua construção, execução, operação e comercialização, conforme definido no presente Estatuto.

Parágrafo Quarto - Compete a cada Diretor, no âmbito de sua atuação, promover as ações necessárias ao cumprimento e à efetiva implementação das políticas de segurança do trabalho aprovadas pela Companhia.

Parágrafo Quinto – O limite financeiro estabelecido na alínea "p" do inciso IV deste artigo será corrigido, em janeiro de cada ano, pelo Índice Geral de Preços do Mercado-IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas.

CAPÍTULO V
Do Conselho Fiscal

Artigo 23 - O Conselho Fiscal da Companhia funcionará de modo permanente e será composto de 3 (três) a 5 (cinco) membros efetivos e respectivos suplentes, os quais serão eleitos anualmente, quando da Assembléia Geral, podendo ser reeleitos.

Parágrafo Único - O Conselho Fiscal elegerá, dentre os seus membros, o seu Presidente, que convocará e conduzirá as reuniões.

Artigo 24 - No caso de renúncia do cargo, falecimento ou impedimento, será o membro efetivo do Conselho Fiscal substituído pelo seu respectivo suplente, até que seja eleito o novo membro, o qual deverá ser escolhido pela mesma parte que indicou o substituído.

Artigo 25 - Competem ao Conselho Fiscal as atribuições fixadas na Lei de Sociedades por Ações, bem como, no que não conflitar com a legislação brasileira, aquelas requeridas pelas leis dos países em que as ações da Companhia são listadas e negociadas, na forma do seu Regimento.

Artigo 26 - A remuneração dos membros do Conselho Fiscal será fixada pela Assembléia Geral que os eleger, em consonância com a legislação vigente.

CAPÍTULO VI
Do Exercício Social

Artigo 27 - O exercício social coincidirá com o ano civil, encerrando-se a 31 de dezembro de cada ano, quando serão elaboradas as Demonstrações Financeiras, de acordo com a legislação pertinente, podendo ser levantados balanços semestrais ou intermediários referentes a períodos menores.

Artigo 28 - Do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados, a provisão para o imposto sobre a renda, a contribuição social sobre o lucro líquido e, sucessivamente, as participações dos empregados e administradores.

Parágrafo Único - O lucro líquido apurado em cada exercício social será assim destinado:
a) 5% (cinco por cento) para a reserva legal, até o limite máximo previsto em lei;
b) 50% (cinqüenta por cento) será distribuído, como dividendo obrigatório, aos acionistas da Companhia, observadas as demais disposições do presente Estatuto e a legislação aplicável;
c) o saldo, após a retenção prevista em orçamento de capital e/ou investimento elaborado pela administração da Companhia, com observância do Plano Diretor da Companhia e da política de dividendos nele prevista e devidamente aprovado, será aplicado na constituição de reserva de lucros destinada à distribuição de dividendos extraordinários, nos termos do artigo 30 deste Estatuto, até o limite máximo previsto no artigo 199 da Lei de Sociedade por Ações.

Artigo 29 - Os dividendos serão distribuídos obedecida a ordem abaixo:
a) o dividendo anual mínimo assegurado às ações preferenciais;
b) o dividendo às ações ordinárias, até um percentual igual àquele assegurado às ações preferenciais.

Parágrafo Primeiro - Uma vez distribuídos os dividendos previstos nas alíneas "a" e "b" do *caput* deste artigo, as ações preferenciais concorrerão em igualdade com as ações ordinárias na eventual distribuição de dividendos adicionais.".

Parágrafo Segundo - O Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, a título de juros sobre o capital próprio, à conta de lucros acumulados, de reservas de lucros ou de lucros apurados em balanços semestrais ou intermediários.

Parágrafo Terceiro - As importâncias pagas ou creditadas a título de juros sobre o capital próprio, de acordo com a legislação pertinente, serão imputadas aos valores do dividendo obrigatório ou do dividendo estatutário das ações preferenciais, integrando o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia, para todos os efeitos legais.

Artigo 30 - Sem prejuízo do dividendo obrigatório, a cada dois anos, a partir do exercício social de 2005, ou em menor periodicidade se a disponibilidade de caixa da Companhia o permitir, a Companhia utilizará a reserva de lucros prevista na alínea "c" do artigo 28 deste Estatuto para a distribuição de dividendos extraordinários, até o limite do caixa disponível, conforme determinado pelo Conselho de Administração com observância do Plano Diretor da Companhia e da política de dividendos nele prevista.

Artigo 31 - Os dividendos declarados, obrigatórios ou extraordinários, serão pagos em 2 (duas) parcelas iguais, a primeira até 30 de junho e a segunda até 30 de dezembro de cada ano, cabendo à Diretoria, observados estes prazos, determinar os locais e processos de pagamento.

Parágrafo Único - Os dividendos não reclamados no prazo de 3 (três) anos, contados da data em que tenham sido postos à disposição do acionista, reverterão em benefício da Companhia.

Artigo 32 - É assegurada a participação dos empregados nos lucros ou resultados da Companhia, mediante critérios autorizados pela Diretoria Executiva com base nas diretrizes aprovadas pelo Conselho de Administração e limites estabelecidos pela Assembléia Geral, na forma da legislação específica.

Artigo 33 - Compete à Assembléia Geral fixar, anualmente, os limites de participação dos administradores nos lucros da Companhia, observado o disposto no parágrafo único do artigo 190 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

CAPÍTULO VII
Da Responsabilidade dos Administradores

Artigo 34 - Os Administradores respondem perante a Companhia e terceiros pelos atos que praticarem no exercício de suas funções, nos termos da lei e do presente Estatuto.

Artigo 35 - A Companhia assegurará aos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e da Diretoria Executiva a defesa em processos judiciais e administrativos, ativa e passivamente, durante ou após os respectivos mandatos, por fatos ou atos relacionados com o exercício de suas funções próprias e que não contrariarem disposições legais ou estatutárias.

Parágrafo Primeiro - A garantia prevista no *caput* deste artigo estende-se aos empregados que legalmente atuarem por delegação dos Administradores da Companhia.

Parágrafo Segundo - A Companhia poderá contratar seguro de responsabilidade civil para a cobertura das despesas processuais, honorários advocatícios e indenizações decorrentes dos processos judiciais e administrativos de que trata o caput deste artigo, mediante deliberação do Conselho de Administração.

Parágrafo Terceiro - Se o membro do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal, o Diretor ou o empregado for condenado, com decisão transitada em julgado, deverá ressarcir a Companhia de todos os custos, despesas e prejuízos a ela causados.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Anexo 4.22

CONTRATO DE COMPRA E VENDA DE AÇÕES

O presente Contrato de Compra e Venda de Ações, datado de 23 de abril de 2009 (o presente "Contrato"), é celebrado na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, Brasil, entre:

De um lado,

CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A., sociedade devidamente constituída segundo as leis do Brasil, com sede na Av. Barbacena, 1200, Santo Agostinho, na Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, Brasil, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica – CNPJ nº 06.981.176/0001-58, neste ato devidamente representada em conformidade com seu estatuto social (a "Compradora");

De outro lado,

TERNA – RETE ELETRICA NAZIONALE S.P.A, sociedade devidamente constituída segundo as leis da Itália, com sede em Via Arno 64, 00198, Roma, Itália, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica – CNPJ nº 05.973.996/0001-35, neste ato devidamente representada em conformidade com seu estatuto social (a "Vendedora");

e, na qualidade de interveniente,

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG, sociedade devidamente constituída segundo as leis do Brasil, com sede na Av. Barbacena, 1200, Santo Agostinho, na Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, Brasil, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica – CNPJ nº 17.155.730/0001-64, neste ato devidamente representada em conformidade com seu estatuto social ("CEMIG");

CONSIDERANDA

CONSIDERANDO que Terna Participações S.A., companhia aberta devidamente constituída segundo as leis do Brasil, com sede na Praça Quinze de Novembro, 20, 10º andar, sala nº 1003 (parte), na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica – CNPJ nº 07.859.971/0001-30 (a "Companhia"), controlada pela Vendedora, possuindo ações ordinárias e preferenciais listadas como *units* na Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa), no Nível 2 de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa;

CONSIDERANDO que a Companhia, por intermédio de suas subsidiárias, dedica-se à implementação, operação e manutenção de infra-estrutura de transmissão de eletricidade e à prestação de serviços técnicos no Brasil, subsidiárias essas (excetuada a Terna Serviços Ltda.) que detêm concessões do Governo Federal Brasileiro para prestar serviços de transmissão de eletricidade no Brasil;

CONSIDERANDO que, na presente data, o capital social total emitido e em circulação da Companhia é de R$1.312.254.675,28 dividido em 203.504.353 ações ordinárias (as "Ações Ordinárias") e 59.954.480 ações preferenciais (as "Ações Preferenciais" e em conjunto com as Ações Ordinárias designadas as "Ações"), sendo a Vendedora titular direta de 173.527.113 Ações Ordinárias (as "Ações Compradas") e de 10.000 Ações Ordinárias e 20.000 Ações Preferenciais sob a forma de *Units* da Companhia (sendo as *Units* detidas pela Vendedora designadas as "*Units da Vendedora*"), representando aproximadamente 85,28% do capital social votante e aproximadamente 65,87% do capital social total emitido e em circulação da Companhia, incluídas nesse valor as Ações recebidas pelos membros do Conselho de Administração da Companhia designados pela Vendedora para ocupar os referidos cargos;

CONSIDERANDO que a Vendedora e a Companhia são partes de Empréstimo entre Partes Relacionadas, cujo saldo devedor principal, na presente data, é de R$500.000.000,00;

CONSIDERANDO que, com base nas declarações e garantias da Vendedora e com respaldo nas mesmas, a Compradora deseja comprar as Ações Compradas da Vendedora, e a Vendedora deseja vender as Ações Compradas para a Compradora, observados os termos e condições estipulados no presente Contrato;

CONSIDERANDO que a Compradora é subsidiária da CEMIG, e a CEMIG está firmando o presente Contrato na qualidade de garantidora das obrigações da Compradora aqui assumidas, na extensão e observados os termos e condições estipulados no presente Contrato;

CONSIDERANDO que a transferência das Ações Compradas e a conseqüente transferência de Controle da Companhia estão sujeitas à aprovação da ANEEL, aprovação essa que constitui, portanto, condição precedente à consumação das referidas transferências;

CONSIDERANDO que o Conselho de Administração da CEMIG aprovou em 23 de abril de 2009 todos os termos e condições da operação prevista no presente Contrato, ficando estabelecido que a aquisição das Ações Compradas pela Compradora ficará sujeita à ratificação da assembléia geral da CEMIG, nos termos do art. 256 da Lei das Sociedades por Ações Brasileira,

ISTO POSTO, as Partes têm entre si justo e contratado o quanto segue:

CAPÍTULO I
DEFINIÇÕES

1.1. Definições. (a) Os seguintes termos, conforme aqui empregados, terão os seguintes significados, quer empregados na forma singular ou na forma plural, quer empregados em diferentes gêneros ou tempos verbais:

"Afiliada" significa, com relação a qualquer Pessoa, qualquer outra Pessoa que, direta ou indiretamente, Controle a Pessoa em questão, seja por ela Controlada ou esteja com ela sob Controle comum, direto ou indireto, de tempos em tempos.

"Contrato" significa o presente Contrato de Compra e Venda de Ações e seus Anexos.

"ANEEL" significa a Agência Nacional de Energia Elétrica.

"Agente de Escrituração" significa o Banco Itaú S.A., agente de escrituração das ações da Companhia.

"Bovespa" significa a BM&FBOVESPA S.A., Bolsa de Valores de São Paulo.

"Brasnorte" significa Brasnorte Transmissora de Energia Elétrica S.A., sociedade devidamente constituída segundo as leis do Brasil, com sede na Praça Quinze de Novembro, 20, 10º andar, sala nº 1003 (parte), na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, Brasil, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica – CNPJ nº 09.274.998/0001-97.

"Lei das Sociedades por Ações Brasileira" significa a Lei nº 6.404 de 15 de dezembro de 1976 e alterações posteriores.

"Princípios de Contabilidade Geralmente Aceitos no Brasil" significa os princípios de contabilidade geralmente aceitos no Brasil, conforme definidos na lei de sociedades por ações brasileira e regulamentos da CVM aplicáveis e conforme em vigor na ocasião em que quaisquer demonstrações financeiras aplicáveis tenham sido elaboradas.

"Dia Útil" significa qualquer dia, exceto dia em que bancos possam ou devam, por força de Lei, permanecer fechados na Cidade do Rio de Janeiro, Brasil ou na Cidade de Roma, Itália.

"CADE" significa o Conselho Administrativo de Defesa Econômica, órgão brasileiro encarregado da defesa da concorrência.

"Reclamação" significa Reclamação Direta ou Reclamação de Terceiros.

"Contratos de Concessão" significa os Contratos de Concessão listados no Anexo 1.1(a)-I do presente Contrato.

"Concessões" significa as concessões tendo por objeto a prestação de serviços de transmissão de eletricidade outorgadas pelo Governo Federal ao Grupo em conformidade com os Contratos de Concessão.

"Controle" (inclusive quaisquer respectivas variações, tais como os termos "Controlador", "Controlado por" e "sob Controle comum com"), significa, com relação a qualquer Pessoa, a titularidade de mais de 50% do capital social votante da Pessoa em questão ou a posse, direta ou indireta, do poder de dirigir ou promover a direção da administração ou políticas de outra Pessoa (quer por meio da titularidade de ações, quotas, outros valores mobiliários ou outras participações societárias, por força de contrato, acordo de acionistas ou de outro modo), inclusive a titularidade, direta ou indireta, de ações, quotas, outros valores mobiliários ou outras participações societárias que tenham o poder de eleger maioria dos membros do conselho de administração e/ou da diretoria ou outros órgãos que dirijam os negócios e atividades da Pessoa em questão.

"Documentos Societários" significa, com relação a qualquer Pessoa, seu contrato de *partnership*, atos constitutivos, *bylaws*, *articles of association*, estatutos sociais ou contratos sociais, conforme o caso.

"CVM" significa a Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

"Perdas e Danos" significa todas e quaisquer reclamações materializadas e/ou responsabilidades, perdas e danos, multas, sentenças, exigibilidades, prejuízos, Ônus, custos e despesas, inclusive, honorários advocatícios, excluindo-se, porém, lucros cessantes, perdas e danos indiretos e cominatórios, salvo se os referidos lucros cessantes, perdas e danos indiretos ou cominatórios integrarem uma Reclamação de Terceiros.

"Data de Vigência" significa a data de assinatura do presente Contrato por todas as respectivas Partes.

"Empregado" significa empregado de fato ou de direito de uma Pessoa. O termo "Emprego" terá significado correlato.

"Leis Ambientais" significa qualquer Lei referente à poluição ou proteção do meio ambiente ou recursos naturais, inclusive aquelas que tratem do uso, manuseio, transporte, tratamento, armazenamento, descarte, emissão ou despejo de Materiais Perigosos.

"ETAU" significa Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A., Subsidiária da Companhia.

"Equivalente em Euro" significa o valor obtido mediante conversão de Reais em Euros à taxa do Euro no Mercado de Taxas Livres obtida pela multiplicação da taxa de câmbio USD/BRL, conforme estipulada na tela do Banco Central do Brasil PTAX800 – Opção 5 com base na média entre as taxas de venda e compra e a taxa de câmbio EUR/USD, conforme publicada na página Reuters ECB37 às 13h15, Hora de Londres, sendo ambas as taxas obtidas pela Vendedora no Dia Útil imediatamente anterior à respectiva data de pagamento junto ao Banco de Câmbio e informada por escrito pela Vendedora à Compradora.

"Euros" ou "€" significa a moeda corrente da União Européia.

"Banco de Câmbio" significa, conforme estabelecido na Cláusula 2.2(d) abaixo, o banco autorizado a realizar operações de câmbio no Brasil que a Vendedora vier a designar mediante notificação por escrito entregue à Compradora com antecedência mínima de cinco Dias Úteis da Data de Fechamento, ficando estabelecido que, caso o Banco de Câmbio não aceite a designação pela Vendedora até a data em questão, o Banco de Câmbio será banco autorizado a realizar operações de câmbio livremente escolhido pela Compradora entre os bancos que tenham relacionamento de trabalho anterior com a Compradora ou a CEMIG.

"Autoridade Governamental" significa qualquer tribunal, governo ou subdivisão política ou repartição do mesmo, quaisquer órgãos governamentais, reguladores ou auto-reguladores, junta, departamento, órgão administrativo ou comissão ou outro órgão ou agência governamental competente.

"Grupo" significa a Companhia, suas Subsidiárias e outras Pessoas em que a Companhia, direta ou indiretamente, detiver qualquer participação societária.

"Materiais Perigosos" significa: (i) petróleo e produtos, subprodutos ou produtos derivados de petróleo, materiais radioativos, materiais que contenham amianto ou bifenis policlorados; ou (ii) qualquer produto químico, material ou substância definido ou regulamentado como tóxico ou perigoso, ou como poluente, contaminante ou resíduo nos termos de qualquer Lei Ambiental aplicável.

"IFRS" significa os princípios de contabilidade designados *International Financial Reporting Standards* (Normas Internacionais de Informação Financeira) emitidos pelo *Financial Accounting Standards Board* (Conselho de Normas de Contabilidade Financeira).

"Propriedade Intelectual" significa todos os itens a seguir, detidos ou utilizados pela Vendedora e/ou pelo Grupo na condução ou exercício dos negócios do Grupo tal como atualmente conduzidos: (i) marcas de produto e serviço (quer registradas quer não), *trade dress*, nomes comerciais e demais nomes e slogans que incorporem valor comercial ou industrial, pedidos de registro ou registros em qualquer território referentes aos supracitados itens e o valor empresarial a eles associado; (ii) invenções patenteáveis, descobertas, melhorias, know-how, processos, tecnologia, programas de computador (inclusive código interpretativo ou código-fonte não protegido por senha, código-objeto, documentação de desenvolvimento, ferramentas de programação, desenhos, especificações e dados), bem como pedidos de registro e patentes em qualquer território referentes aos supracitados itens, inclusive re-expedições, continuações, desdobramentos, continuações em parte, renovações ou prorrogações; (iii) segredos de negócio e indústria; (iv) direitos autorais sobre obras escritas, desenhos, software ou demais obras, pedidos de registro e registros em qualquer território dos mencionados itens; (v) direitos sobre bancos de dados; (vi) sites na Internet, domínios, bem como pedidos de registro e registros referentes aos mesmos, e toda propriedade intelectual usada com relação a quaisquer versões dos sites globais do Grupo, ou contida em quaisquer tais versões; (vii) livros e registros que descrevam quaisquer dos itens anteriormente citados ou utilizados com relação aos mesmos; e (viii) materiais de venda e comercialização.

"Empréstimo entre Partes Relacionadas" significa o empréstimo concedido pela Vendedora à Companhia nos termos do Contrato de Linha de Crédito entre Partes Relacionadas, datado de 16 de fevereiro de 2009, com vencimento em 31 de maio de 2010, incluindo principal e juros vencidos devidos pro rata até a data de seu pagamento pela Companhia.

"Lei" significa qualquer código, lei, portaria, Ordem, norma ou regulamento aplicável emanado de Autoridade Governamental, quer da esfera federal, regional, estadual ou municipal (ou outra subdivisão política).

"Licença" significa aprovações, consentimentos, direitos, certificados, permissões, licenças, concessões, alvarás, registros, averbações ou demais autorizações similares emitidos, declarados, determinados, aprovados ou exigidos por qualquer Autoridade Governamental.

"Ônus" significa, com relação a qualquer bem ou ativo, qualquer hipoteca, ônus, penhor, encargo, direito de preferência, opção, preempção, direito de garantia, gravame, usufruto, fideicomisso, alienação fiduciária, penhora ou outra pretensão desfavorável, restrição ou limitação de outra natureza, seja de que espécie for, referente ao bem ou ativo em questão.

"Efeito Prejudicial Relevante" significa qualquer efeito prejudicial relevante sobre (i) as operações, negócios, bens ou situação (financeira ou de outra natureza) do Grupo tomado como um todo que afete a capacidade de conduzir as atividades do Grupo tomado como um todo, tal como atualmente conduzidas; ou (ii) a validade ou exeqüibilidade do presente Contrato.

"ONS" significa o Operador Nacional do Sistema.

"Ordem" significa qualquer sentença judicial ou arbitral, ordem, medida cautelar, mandado, decisão, despacho ou condenação emanado de — ou compromisso firmado junto a — Autoridade Governamental, tribunal arbitral ou órgão encarregado de solução de litígios por vias alternativas.

"Parcela Variável" significa a redução da receita permitida anual de um Concessionário imposta em conformidade com o respectivo Contrato de Concessão e as Leis aplicáveis em decorrência do desempenho de disponibilidade de elementos de rede atinentes ao respectivo Concessionário.

"Parte" ou "Partes" significa a Compradora, a CEMIG e a Vendedora.

"Pessoa" significa pessoa física, sociedade por ações, sociedade limitada, *partnership*, associação, *trust*, fundo ou outra pessoa jurídica ou organização, inclusive governo ou subdivisão política, agência ou órgão do mesmo, quer dotado de personalidade jurídica, quer não.

"Reais" ou "R$" significa a moeda corrente do Brasil.

"Demonstrações Financeiras de Referência" significa as demonstrações financeiras consolidadas auditadas da Companhia em 31 de dezembro de 2008, elaboradas em conformidade com os Princípios de Contabilidade Geralmente Aceitos no Brasil, aqui anexadas como Anexo 1.1(a)-II.

"Parte Relacionada" significa, com relação a qualquer Pessoa, qualquer de suas Afiliadas, bem como os respectivos conselheiros, diretores, gerentes e demais representantes da Pessoa em questão e Afiliadas.

"Taxa Selic" significa a taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e Custódia ou, na hipótese de a Taxa Selic tornar-se indisponível, sua taxa de juros substituta empregada para ajustar tributos devidos ao Tesouro Nacional.

"Conta da Vendedora" significa a conta da Vendedora a ser informada pela Vendedora à Compradora por escrito com antecedência mínima de cinco Dias Úteis da Data de Fechamento.

"Subsidiárias" significa as sociedades Controladas pela Companhia.

"Declaração de Tributo" significa relatório, declaração ou outro informe (inclusive qualquer retificação) que deva ser entregue a uma Autoridade Governamental relativamente a Tributos, inclusive, nos casos em que facultado ou prescrito, declarações combinadas ou consolidadas de qualquer grupo de empresas, da Sociedade ou de qualquer Afiliada.

"Tributos" significa todos os tributos, independentemente de como denominados, inclusive quaisquer insuficiências, lançamentos, encargos governamentais, juros, adicionais de tributo ou multas que passem a ser devidos com relação a Tributos, cobrados por qualquer Autoridade Governamental federal, regional, estadual ou municipal, quer nacional quer estrangeira, sendo que tributos incluirão, sem limitação do caráter genérico das disposições precedentes, quaisquer impostos sobre renda e ganhos de capital, PIS (Contribuição para o Programa de Integração Social), COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), CSLL (Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido), IOF (Imposto Sobre Operações de Crédito, Câmbio e Seguro ou relativas a Títulos ou Valores Mobiliários), contribuições sociais, tributos sobre folha de pagamentos e de retenção na fonte em relação a empregados (INSS – Instituto Nacional do Seguro Social e FGTS – Fundo de Garantia por Tempo de Serviço), ISS (Imposto sobre Serviços), ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), seguro desemprego, seguridade social, tributos sobre venda e uso, tributos sobre o consumo, tributos ambientais, tributos sobre funcionamento, tributos sobre receitas brutas, tributos sobre ocupação, tributos sobre bens móveis e imóveis, tributos de selo, tributos sobre documentos, tributos de transferência, tributos de retenção, bem como demais obrigações de natureza igual ou similar.

"Valor Mínimo" significa R$200.000,00 ou seu equivalente em qualquer outra moeda aplicável.

"*Units*" significa as *units* da Companhia listadas na Bovespa, cada qual representativa de uma Ação Ordinária e duas Ações Preferenciais.

(b) Cada um dos seguintes termos encontra-se definido na Cláusula constante ao lado do referido termo:

Termo	Cláusula
BNDES	*Considerandа*
Compradora	Preâmbulo
Limite Máximo	8.1
CEMIG	Preâmbulo
Notificação de Reclamação	8.4(a)
Fechamento	2.3(a)
Data de Fechamento	2.3(a)
Ações Ordinárias	*Considerandа*
Companhia	*Considerandа*
Informações Confidenciais	6.3
Contratos	3.15(a)
Perdas e Danos	8.1(a)
Franquia	8.3
Reclamação Direta	8.4(a)
Expatriado	5.4
Averbações	3.7
Demonstrações Financeiras	3.13(a)
Regras da CCI	10.7(b)
Parte Beneficiária de Indenização	8.4
Parte Responsável por Indenização	8.4
Garantia de Indenização	8.2
Período Intercalar	5.1(a)
OPA	6.5
Ações Preferenciais	*Considerandа*
Procedimento	3.5(a)
Bem/Bens	3.16
Preço de Compra	2.2(a)
Preço de Compra por Ação	2.2(a)
Ações Compradas	*Considerandа*
Representantes	6.3
Vendedora	*Considerandа*
Units da Vendedora	*Considerandа*
Reclamação de Terceiros	8.4(a)

CAPÍTULO II
COMPRA E VENDA

2.1. Compra e Venda. Observados os termos e condições do presente Contrato, na Data de Fechamento, a Vendedora venderá, cederá, transferirá e transmitirá à Compradora, e a Compradora comprará e adquirirá da Vendedora as Ações Compradas, livres e desembaraçadas de quaisquer Ônus.

2.2. Preço de Compra. (a) Observados os ajustes constantes da alínea (b) abaixo, o preço de compra de todas as Ações Compradas é R$ 2.330.469.127,59 (dois bilhões, trezentos e trinta milhões, quatrocentos e sessenta e nove mil, cento e vinte e sete Reais e cinqüenta e nove centavos) (o "Preço de Compra"), correspondente a R$40,29 (quarenta Reais e vinte e nove centavos) por *Unit* e R$ 13,43 (treze Reais e quarenta e três centavos) por Ação Comprada (o "Preço de Compra por Ação").

(b) Se o Fechamento não ocorrer em 30 de setembro de 2009 exclusivamente em decorrência de qualquer das condições precedentes previstas na Cláusula 7.1(b), 7.1(h), 7.2(a), 7.2(b) ou 7.2(c) não ser atendida até a referida data, o Preço de Compra por Ação e, conseqüentemente, o Preço de Compra serão aumentados a uma taxa equivalente a 103% da Taxa Selic desde 30 de setembro de 2009 até, mas exclusive, a Data de Fechamento. O Preço de Compra por Ação também será reduzido pelo valor por Ação de dividendos ou resgates de Ações pagos pela Companhia, à medida que permitido nos termos do presente Contrato, se houver, e, nessa hipótese, o Preço de Compra será reduzido de modo compatível pelo valor por Ação dos dividendos ou resgates de ação em questão (conforme ajustado de acordo com a sentença seguinte, se aplicável), multiplicado pelo número de Ações Compradas. Se o Fechamento ocorrer após 30 de setembro de 2009, o valor dos dividendos deduzidos do Preço de Compra em

conformidade com esta Cláusula 2.2(b) será ajustado a uma taxa equivalente a 103% da Taxa Selic desde a data do pagamento de dividendos ou resgate de ação em questão até a Data de Fechamento.

(c) Observados os termos e condições do presente Contrato, o Preço de Compra será pago pela Compradora à Vendedora em fundos imediatamente disponíveis na Data de Fechamento por meio de transferência eletrônica para a Conta da Vendedora, em operação de câmbio celebrada de acordo com a Cláusula 2.2(d) abaixo, do valor em Reais constante da Cláusula 2.2(a) acima, menos o valor de quaisquer comissões e custos cobrados pelo banco que estiver fechando a operação de câmbio, bem como quaisquer Tributos e custos que a Compradora deva por força de Lei reter e/ou pagar em função do referido pagamento e operação de câmbio (hipótese em que, cópia autenticada do Documento de Arrecadação de Receitas Federais – DARF será entregue pela Compradora à Vendedora, mediante solicitação, assim que viável após o respectivo pagamento em conformidade com a Lei aplicável). O imposto de renda retido na fonte será calculado pela Vendedora, que assumirá toda a responsabilidade perante a Compradora e as Autoridades Governamentais pela exatidão de seu cálculo, devendo ser notificado por escrito à Compradora. Não obstante qualquer disposição em sentido contrário contida no presente Contrato, inclusive, sem limitação, qualquer limitação contida no Capítulo VIII, a Vendedora indenizará a Compradora integralmente e manterá a Compradora imune em relação a qualquer contestação de qualquer Autoridade Governamental referente ao imposto de renda retido na fonte em questão, salvo no caso de fraude ou dolo da Compradora.

(d) A operação de câmbio prevista na Cláusula 2.2(c) será celebrada como segue:

(i) operação de câmbio fechada na Data de Fechamento junto a Banco de Câmbio que pactuar converter o valor em Reais constante da Cláusula 2.2(a) acima, após as deduções previstas na Cláusula 2.2(c), no Equivalente em Euro do valor resultante; ou

(ii) se nenhum Banco de Câmbio aceitar a designação pela Vendedora até a data constante do item (i) acima para realizar a operação de câmbio ali contida, a operação de câmbio será fechada pela Compradora na Data de Fechamento junto a banco, no Brasil, livremente escolhido pela Compradora entre os bancos que tenham relacionamento anterior com a Compradora ou a CEMIG, hipótese em que a taxa de câmbio para a remessa do valor em Reais constante da Cláusula 2.2(a) acima, menos os valores deduzidos em conformidade com a Cláusula 2.2(c), será a taxa obtida pela Compradora junto ao referido banco;

em qualquer das hipóteses, contanto que nenhuma disposição contida no presente Contrato exija que a Compradora desembolse ou pague, com relação ao pagamento do Preço de Compra, quaisquer valores em Reais (mais quaisquer ajustes da Taxa Selic aplicáveis) que ultrapassem o valor constante da Cláusula 2.2(a) acima.

(e) A Compradora terá o direito, na extensão máxima permitida pela Lei aplicável, de compensar e destinar todos e quaisquer pagamentos devidos à Vendedora por força do presente Contrato com todos e quaisquer valores devidos pela Vendedora à Compradora por força do presente Contrato, inclusive, sem limitação, quaisquer valores devidos pela Vendedora em conformidade com o Capítulo VIII. Esse direito será em acréscimo ao, e não excludente do, direito da Compradora de utilizar de todos os remédios jurídicos em face da Vendedora (por quebra de contrato ou outro motivo) na extensão máxima prescrita pela Lei aplicável.

2.3. Fechamento. (a) O fechamento da compra e venda das Ações Compradas nos termos do presente instrumento (o "Fechamento") ocorrerá no escritório de Pinheiro Guimarães – Advogados, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Av. Rio Branco,181, 27º andar, às 10 horas (hora do Rio de Janeiro) (i) em 30 de setembro de 2009, caso as condições precedentes constantes do Capítulo VII do presente Contrato tenham sido atendidas até 12 de setembro de 2009; ou (ii) no 19º dia subseqüentemente ao atendimento de todas as condições precedentes constantes do Capítulo VII do presente Contrato, prevalecendo o que ocorrer por último, ou em outra data e local que a Compradora e a Vendedora vierem a pactuar por escrito ("Data de Fechamento").

(b) No Fechamento:

(i) A Vendedora entregará à Compradora certificado assinado pela Vendedora com vistas a confirmar que a condição precedente constante da Cláusula 7.1(a) foi atendida;

(ii) A Compradora entregará à Vendedora certificado assinado pela Compradora e pela CEMIG com vistas a confirmar que a condição precedente constante da Cláusula 7.2(a) foi atendida;

(iii) A Vendedora e a Compradora firmarão quaisquer formulários de registro de transferência exigidos pelo Agente de Escrituração para a transferência das Ações Compradas à Compradora;

(iv) A Vendedora entregará à Compradora demonstrativo emitido pelo Agente de Escrituração evidenciando que as Ações Compradas foram devidamente transferidas à Compradora;

(v) A Vendedora terá feito com que os membros do conselho de administração e os diretores da Companhia e de outras empresas do Grupo nomeados pela ou mediante instruções da Vendedora que a Compradora tiver designado em notificação por escrito à Vendedora com antecedência mínima de cinco Dias Úteis da Data de Fechamento entreguem à Compradora cartas de renúncia com vigência a partir da Data de Fechamento, com plena quitação e liquidação de quaisquer obrigações da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo para com os referidos conselheiros e diretores, na forma aqui anexada como Anexo 2.3(b)(v), e transfira para a Compradora ou qualquer Pessoa designada pela Compradora quaisquer Ações e qualquer outra participação de qualquer empresa do Grupo;

(vi) A Compradora e a CEMIG entregarão à Vendedora plena e rasa quitação dos conselheiros e diretores da Companhia e de qualquer outra empresa do Grupo nomeados pela ou mediante instruções da Vendedora relativamente a qualquer de seus atos ou omissões anteriores ao Fechamento, salvo no caso de culpa, fraude ou dolo, ou quebra do Estatuto Social da respectiva empresa em conformidade com o Anexo 2.3(b)(vi);

(vii) A Compradora celebrará e entregará à Vendedora, à Companhia e à Bovespa o Termo de Anuência dos Controladores , bem como qualquer outro documento solicitado pela Bovespa em conformidade com o Nível 2 das Regras de Governança Corporativa;

(viii) A Compradora pagará o Preço de Compra constante da Cláusula 2.2 acima;

(ix) Observada a Cláusula 6.4 e a Cláusula 7.1(f), o Empréstimo entre Partes Relacionadas será integralmente pago à Vendedora (principal acrescido de juros vencidos *pro rata* até, mas exclusive, a Data de Fechamento) em conformidade com a Cláusula 6.4;

(x) A Vendedora entregará à Compradora plena, rasa e irrevogável liberação e quitação de todas as obrigações da Companhia por força do Empréstimo entre Partes Relacionadas, bem como de quaisquer obrigações referentes ao uso pela Companhia e por qualquer outra empresa do Grupo da Propriedade Intelectual da Vendedora, inclusive em conformidade com o Contrato SAP;

(xi) A Vendedora entregará à Compradora a Garantia de Indenização devidamente firmada; e

(xii) A Vendedora, a Compradora e/ou a Companhia celebrarão os demais instrumentos, documentos ou certificados, se houver, que venham a ser razoavelmente necessários para consumar e aperfeiçoar as operações aqui previstas.

2.4. Entregas como Única Operação. Todos os atos e operações indicados na Cláusula 2.3 acima serão considerados uma única operação de modo que nenhum ato ou operação será havido por ter ocorrido, se e a menos que todos os demais atos e operações tenham ocorrido conforme estipulado no presente Contrato. As Partes reconhecem a natureza essencial desta disposição.

CAPÍTULO III
DECLARAÇÕES E GARANTIAS DA VENDEDORA

A Vendedora declara e garante à Compradora, na presente data e na Data de Fechamento (ou, à medida que qualquer declaração e garantia abaixo refira-se a uma data específica, na data em questão), que:

3.1. Existência e Poderes como Pessoa Jurídica. A Companhia e cada uma das demais empresas do Grupo encontram-se devidamente constituídas e têm existência válida de acordo com as leis do Brasil, possuindo todos os poderes como pessoa jurídica e todas as Licenças necessárias para conduzir seus respectivos negócios conforme atualmente vêm sendo conduzidos, salvo nos casos em que não se poderia razoavelmente esperar que a não detenção das Licenças causasse Efeito Prejudicial Relevante. A Companhia e cada uma das demais empresas do Grupo estão devidamente habilitadas a operar em cada território em que conduzem seus negócios. Ressalvado o disposto no Anexo 3.1, a Companhia e cada uma das demais empresas do Grupo não possuem qualquer participação societária em qualquer outra Pessoa. A Compradora recebeu cópias fiéis e completas dos Documentos Societários da Companhia e de cada uma das demais empresas do Grupo, conforme atualmente em vigor.

3.2. Poderes com Relação ao presente Contrato. A celebração, formalização e cumprimento pela Vendedora do presente Contrato encontram-se no âmbito dos poderes e capacidade da Vendedora; todos os consentimentos exigidos em conformidade com seus Documentos Societários foram obtidos e encontram-se em pleno vigor. Pressupondo-se a devida autorização, celebração e formalização pelas demais Partes, o presente Contrato constitui compromisso válido, vinculante e exeqüível da Vendedora, sujeito ao efeito de quaisquer leis de falência, recuperação judicial ou extrajudicial, insolvência, moratória, fraude contra credores ou leis similares aplicáveis que afetem direitos de credores de modo geral.

3.3. Autorização Governamental; Consentimentos. Ressalvado o disposto no Anexo 3.3, a celebração, formalização e cumprimento pela Vendedora do presente Contrato não exigem a prática de nenhum ato por parte de ou relativamente a qualquer Autoridade Governamental, averbação junto a qualquer Autoridade Governamental ou consentimento de qualquer Autoridade Governamental por parte da Vendedora, da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo.

3.4. Ausência de Infração. A celebração, formalização e cumprimento do presente Contrato pela Vendedora e a transferência das Ações Compradas em conformidade com o presente Contrato, no presente e no futuro, não: (a) violarão os Documentos Societários da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo; (b) pressupondo-se a observância das matérias mencionadas na Cláusula 3.3, violarão qualquer Lei aplicável; (c) ressalvadas as disposições em contrário contidas no Anexo 3.4(c), exigirão qualquer consentimento ou outro ato por qualquer Pessoa, constituirão inadimplemento, ou ensejarão qualquer direito de antecipação de vencimento, rescisão ou cancelamento de qualquer Concessão, Licença ou direito contratual da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo ou qualquer obrigação contratual ou de outra natureza da Companhia ou de qualquer empresa do Grupo, salvo nos casos em que, exceto relativamente a obrigações que envolvam valores superiores a R$200.000,00, não se poderia razoavelmente esperar que a omissão em obter o consentimento em questão ou em praticar o ato em questão causasse Efeito Prejudicial Relevante; ou (d) acarretarão a criação ou imposição de qualquer Ônus sobre as Ações Compradas ou qualquer ativo da Companhia ou de qualquer empresa do Grupo.

3.5. Contencioso. Salvo conforme divulgado no Anexo 3.5(a), não há (a) nenhuma ação judicial ou administrativa, processo, reclamação, pedido, inquérito, procedimento, arbitragem ou litígio (ficando entendido que com relação a procedimentos ou inquéritos administrativos confidenciais, esta declaração é prestada na extensão do conhecimento da Vendedora ou à medida que a Vendedora, a Companhia ou qualquer outra empresa do Grupo tenha sido intimada ou notificada de qualquer tal procedimento ou inquérito) ("Procedimento") pendente em face da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo ou qualquer de seus respectivos ativos perante qualquer tribunal ou árbitro ou qualquer Autoridade Governamental que envolva valores superiores ao Valor Mínimo ou que, se decidido desfavoravelmente à Companhia ou a qualquer tal outra empresa do Grupo poderia causar Efeito Prejudicial Relevante; (b) nenhum Procedimento em face da Vendedora, da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo que de qualquer modo conteste ou busque impedir, sobrestar, alterar ou adiar as operações previstas no presente Contrato, tampouco nenhum Procedimento que busque qualquer revogação, retirada, suspensão, cassação, extinção ou modificação efetiva, proposta, possível ou em potencial de qualquer Concessão.

3.6. Titularidade das Ações Compradas; Arquivamentos Societários; Acordos de Acionistas. (a) Consta do Anexo 3.6(a) a totalidade das ações emitidas e em circulação representativas do capital social da Companhia, relação de todas as Subsidiárias bem como das ações de cada uma das demais empresas do Grupo na presente data. A Vendedora e quaisquer Afiliadas da Vendedora, na Data de Fechamento, direta ou indiretamente, não serão titulares de quaisquer ações da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo, excetuadas as Ações Compradas e as *Units* da Vendedora. Na Data de Vigência e na Data de Fechamento, as Ações Compradas representam aproximadamente 65,86% do capital social total emitido e em circulação da Companhia e aproximadamente 85,27% do capital social votante da Companhia, estando livres e desembaraçadas de qualquer Ônus, e a Vendedora transferirá e entregará à Compradora, no Fechamento, titularidade válida das Ações Compradas, livres e desembaraçadas de qualquer Ônus. Todas as ações emitidas e em circulação da Companhia e de cada uma das demais empresas do Grupo encontram-se validamente emitidas e totalmente integralizadas. Quando da venda e transferência das Ações Compradas à Compradora e do pagamento do Empréstimo entre Partes Relacionadas, a Vendedora terá transmitido à Compradora a totalidade de sua participação societária e participações de outra natureza na Companhia e no Grupo, excetuadas as *Units* da Vendedora.

(b) Salvo conforme divulgado no Anexo 3.6(b), não há nenhuma subscrição, opção, direito de conversão, bônus de subscrição, título de dívida, debênture autorizados ou existentes, ou outros acordos, valores mobiliários ou compromissos, sejam de que natureza forem (verbais ou escritos, firmes ou condicionais), atualmente em vigor, que obriguem a Vendedora, a Companhia ou qualquer outra empresa do Grupo a emitir, entregar ou vender, ou a fazer com que sejam emitidas, entregues ou vendidas quaisquer ações autorizadas ou em circulação representativas do capital social, ou quaisquer valores mobiliários conversíveis em ou permutáveis por ações representativas do capital social da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo ou que obriguem a Companhia ou qualquer outra empresa do Grupo a outorgar, prorrogar ou celebrar qualquer tal acordo ou compromisso.

(c) Os Documentos Societários da Companhia e das demais empresas do Grupo e todas as alterações dos mesmos bem como todas as atas de assembléias gerais e de reuniões do conselho de administração foram devidamente arquivados na Junta Comercial e publicados em conformidade com a Lei aplicável.

(d) A Vendedora não é parte de qualquer acordo de acionistas referente à Companhia, não havendo nenhum outro acordo de acionistas referente a participações societárias da Companhia em outras empresas do Grupo, que não os acordos listados no Anexo 3.6(d).

3.7. Averbações Regulamentares. Salvo conforme divulgado no Anexo 3.7, a Companhia e cada uma das demais empresas do Grupo averbaram ou arquivaram todos os registros, relatórios, demonstrativos, notificações e documentos de outra natureza que deveriam ser averbados ou arquivados por elas de acordo com as normas baixadas por qualquer Autoridade Governamental, inclusive todas as alterações ou complementações necessárias de qualquer dos itens acima (em conjunto designadas as "Averbações"), sendo certo que as Averbações estão em consonância com todas as Leis aplicáveis, salvo nos casos em que a não realização de averbações não cause Efeito Prejudicial Relevante.

3.8. Ausência de Passivo Não Divulgado. Na presente data, não há passivo relevante (vencido ou contingente) decorrente de operações financeiras da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo ou nos termos de qualquer contrato de derivativos ou operação de *hedge* (inclusive quaisquer operações de *swap*, a termo, de opção ou futuros) nem qualquer operação fora do balanço patrimonial, que não tenha sido divulgados pela Vendedora à Compradora expressamente por escrito ou nas Demonstrações Financeiras de Referência.

3.9. Licenças; Concessões. (a) Excetuada qualquer Licença cuja não obtenção não poderia causar Efeito Prejudicial Relevante, a Companhia e cada uma das demais empresas do Grupo possuem todas as Licenças necessárias, que afetem, ou relativas, de qualquer modo, à condução de seus respectivos negócios conforme vêm sendo conduzidos na presente data, e cada tal Licença é válida e encontra-se em pleno vigor e, pressupondo-se a observância das matérias mencionadas na Cláusula 3.3, nenhuma das Licenças poderia ser rescindida ou prejudicada, no todo ou em parte, em decorrência das operações aqui previstas.

(b) A Companhia e cada uma das demais empresas do Grupo estão dando atendimento aos termos e exigências de cada Licença relevante à condução de seus respectivos negócios e a cada Concessão, e nenhum evento ocorreu ou circunstância existe que (com ou sem a notificação ou decurso de prazo): (i) constitua ou acarrete, direta ou indiretamente, violação ou descumprimento de qualquer termo ou exigência de qualquer Licença em questão, salvo qualquer violação que não se poderia razoavelmente esperar causasse Efeito Prejudicial Relevante, ou da Concessão em questão; ou (ii) acarrete, direta ou indiretamente, a revogação, retirada, suspensão, cancelamento, rescisão ou qualquer modificação de qualquer Licença ou Concessão em questão.

(c) Nem a Companhia nem qualquer outra empresa do Grupo recebeu qualquer notificação ou outra comunicação de qualquer Autoridade Governamental ou de qualquer outra Pessoa a respeito de: (i) qualquer violação ou descumprimento efetivo, presumido, possível ou em potencial de qualquer termo ou exigência de qualquer Licença relevante à condução de seus respectivos negócios ou de qualquer Concessão; ou (ii) qualquer revogação, retirada, suspensão, cancelamento, rescisão ou modificação efetiva, proposta, possível ou em potencial de qualquer Licença relevante à condução de seus respectivos negócios ou de qualquer Concessão.

3.10. Registro de Investimento Estrangeiro. Consta do Anexo 3.10 o valor do investimento estrangeiro da Vendedora na Companhia registrado junto ao Banco Central do Brasil, que representa, de modo correto, a participação societária efetiva detida pela Vendedora na Companhia.

3.11. Honorários de Intermediários. Não há nenhum banco de investimento, corretor ou outro intermediário ou prestador de serviço que tenha sido contratado pela ou que esteja autorizado a agir por conta da Vendedora, da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo, tampouco há qualquer outra Pessoa que, em cada caso, poderia fazer jus a qualquer honorário ou comissão a ser pago pela Compradora ou por qualquer empresa do Grupo relativamente às operações previstas no presente Contrato ou em decorrência das mesmas.

3.12. Propriedade Intelectual. (a) Salvo conforme divulgado no Anexo 3.12(a), a Companhia e cada uma das demais empresas do Grupo detêm todos os direitos, titularidade e interesses sobre ou têm licença de uso válida e exeqüível de toda a Propriedade Intelectual utilizada por elas e relevante a seus respectivos negócios. A Companhia e as demais empresas do Grupo estão dando cumprimento, em todos os aspectos relevantes, às obrigações contratuais referentes à proteção da Propriedade Intelectual que utilizam em conformidade com contratos de licença ou contratos de outra natureza, nos casos em que aplicável. Não há nenhum conflito com ou violações de qualquer Propriedade Intelectual utilizada, detida ou licenciada por quaisquer terceiros, e a condução dos negócios do Grupo conforme atualmente vêm sendo conduzidos não conflita com nem infringe qualquer direito de propriedade reservada de quaisquer terceiros, salvo qualquer dos supracitados que não se poderia razoavelmente esperar causasse Efeito Prejudicial Relevante. Não há nenhum Procedimento pendente em face da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo: (i) que alegue qualquer conflito ou violação de quaisquer direitos de Propriedade Intelectual de terceiros; ou (ii) que conteste a titularidade ou o uso de qualquer Propriedade Intelectual, ou a validade ou exeqüibilidade de qualquer Propriedade Intelectual.

(b) A consumação das operações aqui previstas não alterará nem prejudicará qualquer Propriedade Intelectual, salvo nos casos em que não se poderia razoavelmente esperar causasse Efeito Prejudicial Relevante. Não há nenhuma licença, sublicença e demais contratos correlatos nos quais a Companhia, qualquer outra empresa do Grupo ou qualquer sublicenciado da Companhia tenha outorgado a qualquer Pessoa o direito de utilizar qualquer tal Propriedade Intelectual; e não há nenhum outro consentimento, indenização, compromisso de não litigar, acordos bem como ajustes de licenciamento ou licenciamento cruzado dos quais a Companhia ou qualquer outra empresa do Grupo seja parte, tendo por objeto qualquer tal Propriedade Intelectual.

(c) A Companhia e cada uma das demais empresas do Grupo possuem ou detêm licenças válidas para usar os programas de computador, aplicativos e operacionais bem como os bancos de dados usados por elas que sejam relevantes à condução de seus respectivos negócios conforme vêm sendo atualmente conduzidos.

3.13. Informações Financeiras; Contabilidade. (a) As Demonstrações Financeiras de Referência, aqui anexadas como Anexo 1.1(a)-II, foram disponibilizadas à Compradora (as "Demonstrações Financeiras").

(b) Salvo conforme divulgado no Anexo 3.13(b) (e ficando estabelecido que a Vendedora fará com que a Companhia prontamente dê cumprimento a qualquer determinação das Autoridades Governamentais competentes, inclusive Bovespa, CVM, Comitê de Pronunciamentos Contábeis e Instituto dos Auditores Independentes do Brasil no que diz respeito às matérias divulgadas no referido anexo), as Demonstrações Financeiras deram cumprimento a todas as exigências contábeis aplicáveis e à regras e regulamentos publicados da CVM a esse respeito, foram elaboradas em conformidade com os Princípios de Contabilidade Geralmente Aceitos no Brasil à época em vigor aplicados em bases consistentes ao longo de todos os períodos envolvidos (ressalvadas eventuais indicações contidas nas notas explicativas das mesmas) e apresentam, de maneira adequada e exata, a posição financeira da Companhia e das demais empresas do Grupo em suas respectivas datas, bem como os resultados de suas operações referentes aos períodos indicados (observados, no caso de demonstrações trimestrais não auditadas, ajustes normais de auditoria de final de exercício, que não eram nem serão relevantes em termos de valor), bem como demonstram todo o endividamento e demais passivos, diretos ou contingentes, da Companhia e das demais empresas do Grupo na data das mesmas, inclusive quaisquer passivos efetivos ou contingentes nos termos de qualquer contrato de derivativos ou operação de *hedge* do qual a Companhia ou qualquer outra empresa do Grupo seja parte (inclusive qualquer operação de *swap*, a termo, de opção ou de futuros).

(c) Desde a data das Demonstrações Financeiras de Referência e até a presente data, não há nenhum evento ou circunstância, isoladamente ou em conjunto, que tenha causado ou poderia-se razoavelmente esperar causasse Efeito Prejudicial Relevante.

3.14. Operação com Partes Relacionadas. Ressalvado o Empréstimo entre Partes Relacionadas ou conforme de outro modo divulgado no Anexo 3.14, não há nenhum endividamento por empréstimo de qualquer valor, nem qualquer espécie de contrato ou operação que envolva qualquer empresa do Grupo, de um lado, e a Vendedora ou qualquer Afiliada da Vendedora (que não qualquer outra empresa do Grupo), de outro.

3.15. Contratos Relevantes; Ausência de Inadimplementos. (a) O Anexo 3.15(a) lista todas as locações, acordos, licenças, notas, hipotecas, escrituras de emissão, ajustes, contratos e demais direitos e obrigações contratuais (em conjunto designados "Contratos") dos quais a Companhia e/ou qualquer de suas Subsidiárias sejam parte ou aos quais a Companhia e/ou qualquer de suas Subsidiárias estejam vinculadas, que consistem em:

(i) qualquer escritura de emissão, hipoteca, indenização, empréstimo, nota promissória ou outro Contrato nos termos do qual a Companhia ou qualquer de suas Subsidiárias tenha emprestado ou possa emprestar qualquer importância ou tenha emitido ou possa emitir qualquer nota, título, escritura de emissão ou outro título de dívida por ou endividamento garantido por empréstimo de terceiros, ou nos termos do qual qualquer Pessoa tenha emitido ou possa emitir carta de crédito com relação à qual a Companhia tenha qualquer responsabilidade;

(ii) qualquer Contrato ou série de Contratos correlatos que exijam pagamentos futuros pela Companhia ou qualquer de suas Subsidiárias: (A) superiores a R$200.000,00, isoladamente; ou (B) que em conjunto com outros Contratos (sem considerar os Contratos listados na forma da alínea (A)) ultrapassem R$500.000,00;

(iii) qualquer Contrato ou série de Contratos correlatos tendo por objeto a venda, compra, locação, arrendamento, licença ou alienação, quer pela ou para a Companhia ou qualquer de suas Subsidiárias de materiais, produtos ou outros bens ou serviços ou outros ativos, bens ou ações: (A) em valor superior a R$200.000,00, isoladamente; ou (B) que em conjunto com outros Contratos (sem considerar os Contratos listados na forma da alínea (A)) ultrapassem R$500.000,00;

(iv) qualquer Contrato ou série de Contratos correlatos que prevejam pagamento ou recebimento pela Companhia ou qualquer de suas Subsidiárias: (A) de valor superior a R$200.000,00,

isoladamente; ou (B) que em conjunto com outros Contratos (sem considerar os Contratos listados na forma da alínea (A)) ultrapassem R$500.000,00;

(v) qualquer Contrato de empreendimento conjunto, parceria, acionistas, quotistas ou Contrato de outra natureza que envolva o voto de ações representativas do capital social ou outras participações societárias de, ou compartilhamento de lucros, prejuízos, custos ou responsabilidades pela Companhia ou qualquer de suas Subsidiárias com qualquer outra Pessoa;

(vi) qualquer Contrato que proíba ou restrinja a Companhia ou qualquer de suas Subsidiárias de participar de qualquer ramo de negócio ou de competir com qualquer outra Pessoa;

(vii) qualquer Contrato celebrado pela Companhia ou qualquer de suas Subsidiárias com Afiliada da Companhia ou de qualquer de suas Subsidiárias;

(viii) qualquer Contrato celebrado pela Companhia ou qualquer de suas Subsidiárias com uma Autoridade Governamental; e

(ix) qualquer Contrato que exija que a Companhia ou qualquer de suas Subsidiárias indenize quaisquer terceiros em valores superiores a R$200.000,00.

(b) Ressalvado o disposto no Anexo 3.15(b) e salvo à medida que não causaria Efeito Prejudicial Relevante, nem a Companhia nem qualquer de suas Subsidiárias estão violando ou descumprindo, e nenhum evento ocorreu e perdura que constituiria descumprimento pela Companhia ou por qualquer de suas Subsidiárias de qualquer disposição de qualquer Contrato, e nem a Companhia nem qualquer de suas Subsidiárias receberam notificação por escrito de qualquer outra parte de qualquer Contrato dando conta de que a Companhia ou qualquer de suas Subsidiárias estão violando o Contrato em questão, violação essa que não tenha sido sanada e, segundo o conhecimento da Vendedora, nenhuma outra parte está violando ou descumprindo qualquer disposição relevante de qualquer tal Contrato.

3.16. Bens e Demais Ativos. (a) A Companhia e as demais empresas do Grupo são legítimas proprietárias de — ou no caso de bens locados têm direitos locatícios válidos sobre — todos os bens e ativos (imóveis ou móveis, tangíveis ou intangíveis) utilizados por elas em seus respectivos negócios (os "Bens" e isoladamente "Bem"). A Vendedora não é proprietária nem possui quaisquer direitos sobre quaisquer tais Bens. Salvo conforme divulgado no Anexo 3.16(a), nenhum dos Bens com valor contábil de, no mínimo, R$1.000.000,00 está sujeito a qualquer Ônus.

(b) Com relação a cada Bem:

(i) a Companhia ou outra empresa do Grupo, conforme o caso, detém sob seu controle todos os títulos, escrituras e documentos necessários para comprovar sua propriedade dos Bens com valor contábil de, no mínimo, R$1.000.000,00, inclusive todos os consentimentos necessários para a outorga das locações;

(ii) todas as locações encontram-se em pleno vigor, e nenhuma notificação por escrito de qualquer alegação de violação de qualquer dos termos das locações foi transmitida por qualquer locador; e

(iii) o uso existente dos Bens constitui uso permitido por lei, e todos os consentimentos necessários aos usos existentes em questão foram obtidos.

3.17. Matérias Trabalhistas. (a) A Companhia e cada uma das demais empresas do Grupo estão dando cumprimento, em todos os aspectos relevantes, a todas as Leis aplicáveis referentes a emprego e práticas trabalhistas, termos e condições de trabalho, convenções coletivas de trabalho e salários e jornada atinentes a seus negócios. Consta do Anexo 3.17(a) lista fiel e completa de todos os Empregados do Grupo que foram demitidos ou cujos contratos de trabalho foram de outro modo rescindidos nos últimos cinco anos, e todas as demissões ou rescisões de contratos de trabalho de Empregados e rescisões de contratos de prestação de serviços de outras Pessoas nos últimos cinco anos foram realizados em conformidade com todas as Leis aplicáveis. Salvo conforme divulgado no Anexo 3.17(a), não há

nenhuma reclamação trabalhista, por prestação de serviço ou societária pendente em face da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo perante quaisquer tribunais ou Autoridade Governamental no Brasil ou em outros países que envolva valores que ultrapassem o Valor Mínimo ou que, se decididos desfavoravelmente para a Companhia ou qualquer tal outra empresa do Grupo porventura causariam Efeito Prejudicial Relevante.

(b) Salvo conforme divulgado no Anexo 3.17(b), nenhuma empresa do Grupo é parte de qualquer convenção coletiva de trabalho firmada com qualquer organização trabalhista, nem qualquer tal empresa do Grupo concordou por escrito reconhecer qualquer sindicato ou outra unidade de negociação coletiva, tampouco qualquer sindicato ou outra unidade de negociação coletiva foi declarado(a) representante de qualquer dos Empregados da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo.

(c) Não ocorreu qualquer greve, operações tartaruga, piquetes, paralisações de trabalho, recusas coletivas de trabalho em regime de hora extra ou outras atividades trabalhistas similares referentes aos Empregados da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo. Nenhuma reclamação trabalhista, arbitragem ou outro procedimento decorrente de ou nos termos de qualquer convenção coletiva de trabalho encontra-se pendente em face da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo.

(d) Salvo conforme divulgado no Anexo 3.17(d), nenhum dos Empregados da Companhia e das demais empresas do Grupo faz jus à estabilidade nos termos da Lei aplicável.

3.18 Emprego e Demais Matérias.(a) Ressalvado o disposto no Anexo 3.18(a), não há nenhum contrato de pensão, participação nos lucros, incentivo, remuneração diferida, bônus, opção de ações, compra de ações, ações restritas, direito de valorização de ações, aposentadoria complementar, trabalho, desligamento, verbas rescisórias ou outro contrato, ajuste ou acordo similar, inclusive, sem limitação, qualquer contrato, ajuste ou acordo que estipule prazo de contratação ou que garanta qualquer nível de remuneração ou benefícios a qualquer Empregado, conselheiro, diretor, gerente ou outro prestador de serviço da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo, qualquer seguro de saúde, odontológico, médico ou de vida individual ou em grupo, seguro de assistência médica ou de vida a aposentados, benefício a sobreviventes, fornecimento de veículo, conta de reembolso ou plano, apólice ou ajuste similar, formal ou informal, contribuído, patrocinado ou mantido em benefício de qualquer Empregado da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo, ou pelo qual a Companhia ou qualquer outra empresa do Grupo tenha qualquer responsabilidade, contingente ou de outra natureza.

(b) Nem a celebração e formalização do presente Contrato nem a consumação das operações aqui previstas, isoladamente ou em conjunto com outro evento, (i) resultarão no fato de qualquer pagamento (inclusive, sem limitação, verbas rescisórias, seguro- desemprego, vantagens empregatícias a executivos da alta administração ou outros que tais) passar a ser devido por força de qualquer contrato descrito na Cláusula 3.18(a); (ii) aumentarão quaisquer benefícios de outro modo devidos por força de qualquer contrato descrito na Cláusula 3.18(a); ou (iii) acarretarão a antecipação da data de pagamento, exercício ou cobertura financeira de quaisquer benefícios.

3.19. Matérias Fiscais. (a) Salvo conforme divulgado no Anexo 3.19 aqui contido:

(i) (A) a Companhia e cada uma das demais empresas do Grupo tempestivamente apresentaram todas as Declarações de Tributos que deveriam ser apresentadas por força da Lei aplicável; e (B) todos os Tributos demonstrados como devidos nas referidas Declarações de Tributos foram pagos ou serão pagos no vencimento, ressalvados quaisquer Tributos que estejam sendo contestados de boa-fé perante a Autoridade Governamental competente e para os quais reservas adequadas foram constituídas pela Companhia ou por outra empresa do Grupo, conforme o caso, tendo o devido provisionamento sido feito em conformidade com os Princípios de Contabilidade Geralmente Aceitos no Brasil em suas respectivas demonstrações financeiras referentes a Tributos ainda não devidos e pagáveis; todas as referidas Declarações de Tributos são fiéis, corretas e completas em todos os aspectos relevantes e indicam todos os itens à medida que devam ser refletidos ou incluídos na referidas Declarações de Tributos por força das Leis aplicáveis;

(ii) na presente data, não há nenhum Ônus referente a quaisquer Tributos, excetuados os Ônus por Tributos ainda não devidos ou que estejam sendo contestados de boa-fé e com relação aos quais

reservas apropriadas tenham sido constituídas nas demonstrações financeiras da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo, conforme o caso;

(iii) a Companhia e cada uma das demais empresas do Grupo, em todos os aspectos relevantes, pagaram integralmente todos os Tributos referentes aos períodos cobertos pelas Declarações de Tributos, bem como todos os demais Tributos que venceram (inclusive, sem limitação, se aplicável, todos os Tributos que são obrigadas a reter de valores pagos ou pagáveis a ou de benefícios conferidos a Empregados, credores e terceiros), excetuados quaisquer Tributos que estejam sendo contestados de boa-fé perante a Autoridade Governamental competente e para os quais provisão apropriada tenha sido constituída pela Companhia ou outra empresa do Grupo, conforme o caso; e

(iv) nenhuma questão foi levantada por (e encontra-se atualmente pendente perante) qualquer Autoridade Governamental com poderes tributários relativamente a qualquer das Declarações de Tributos.

(b) A Companhia e as demais empresas do Grupo mantiveram, em todos os aspectos relevantes, atualizados e na devida forma, os livros e registros que deveriam ser mantidos em conformidade com as Leis das Autoridades Governamentais em que deveriam apresentar Declarações de Tributos e demais relatórios referentes a Tributos.

3.20. Livros e Registros. A Companhia e as demais empresas do Grupo mantêm todos os livros, Declarações de Tributos e registros que sejam necessários à sua existência regular, bem como para regularmente conduzirem seus negócios, estando todos esses registros na devida ordem e sendo os mesmos mantidos atualizados e no devido formato, conforme exigido pela Lei aplicável.

3.21. Matérias Ambientais. (a) A Companhia e cada uma das demais empresas do Grupo estão dando cumprimento a todas as Leis Ambientais aplicáveis a seus negócios, salvo nos casos em que não se poderia razoavelmente esperar que o descumprimento dessas Leis Ambientais causasse Efeito Prejudicial Relevante.

(b) A Companhia e as demais empresas do Grupo possuem todas as aprovações ambientais, consentimentos, direitos, certificados, permissões, licenças, concessões, alvarás, registros, averbações ou outras autorizações similares exigidos por força das Leis Ambientais para a condução de seus respectivos negócios, estando as referidas Licenças listadas no Anexo 3.21(b).

(c) Não há nenhum Procedimento pendente ou, tanto quanto saiba a Vendedora, iminente em face da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo que se poderia razoavelmente esperar acarretasse a não obtenção ou não renovação, a suspensão, o cancelamento ou a rescisão de qualquer das Licenças mencionadas na alínea (b) acima.

3.22. Seguro. As apólices de seguro do Grupo cobrem os riscos e contêm os limites de apólice, tipos de cobertura e franquias usuais em termos de seguro contra riscos aos quais se esperaria razoavelmente a Companhia e demais empresas do Grupo, e seus respectivos Empregados, negócios, bens e demais ativos ficassem expostos na operação de seus negócios conforme atualmente vêm sendo conduzidos, estando essas apólices em conformidade com as práticas usuais de mercado no ramo de negócio ao qual o Grupo se dedica. Todas as apólices de seguro do Grupo constituem apólices válidas e exeqüíveis; todos os prêmios devidos e pagáveis nos termos de todas essas apólices e garantias e desempenho foram pagos; e o Grupo está, de outro modo, dando cumprimento, em todos os aspectos relevantes, aos termos dessas apólices e garantias de desempenho. Ressalvado o disposto no Anexo 3.22, a Vendedora não possui nenhum conhecimento ou crença, após a devida investigação, de qualquer rescisão iminente das apólices de seguro ou de quaisquer fatos ou atos que possam causar a falta de pagamento dos prêmios em conformidade com as apólices de seguro.

3.23. Divulgação Plena. Nenhum relatório, demonstração financeira ou certificado fornecido por escrito pela Vendedora ou pelo Grupo ou por conta deles à Compradora, à CEMIG ou a seus respectivos representantes relativamente aos negócios, ativos e responsabilidades do Grupo, às operações aqui previstas e à negociação do presente Contrato ou entregues nos termos do presente Contrato contém qualquer declaração errônea relevante de fato ou, tomado como um todo, omite qualquer fato relevante

necessário para tornar as declarações ali contidas, à luz das circunstâncias em que foram prestadas, não enganosas.

3.24. Cumprimento das Leis. (a) A Companhia e cada uma das demais empresas do Grupo estão cumprindo, em todos os aspectos relevantes, as exigências de todas as Leis aplicáveis a elas, ou à condução ou operação de seus negócios e à titularidade ou uso de seus Bens e, no que diz respeito à Companhia, o Nível 2 de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa.

(b) Nenhum evento ocorreu ou circunstância existe que (com ou sem transmissão de notificação ou decurso de prazo): (i) possa constituir ou acarretar violação relevante pela Companhia ou por qualquer outra empresa do Grupo de qualquer Lei, ou descumprimento pela Companhia ou por qualquer outra empresa do Grupo de qualquer Lei; ou (ii) possa ensejar qualquer obrigação relevante para a Companhia ou qualquer outra empresa do Grupo no sentido de assumir ou arcar com o custo, no todo ou em parte, de qualquer ação saneadora de qualquer natureza.

(c) Nem a Companhia nem qualquer outra empresa do Grupo receberam qualquer notificação ou outra comunicação (verbal ou escrita) de qualquer Autoridade Governamental ou de qualquer outra Pessoa a respeito de: (i) qualquer violação ou descumprimento efetivo, presumido, possível ou em potencial de qualquer Lei em qualquer aspecto relevante; ou (ii) qualquer obrigação efetiva, presumida, possível ou em potencial da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo no sentido de assumir ou arcar com o custo, no todo ou em parte, de qualquer ação saneadora de qualquer natureza.

3.25. Procurações. O Anexo 3.25 contém lista de todas as procurações outorgadas pela Companhia e pelas demais empresas do Grupo conferindo poderes a procuradores para executar atividades gerais de administração, firmar contratos, emitir notas promissórias ou outros títulos de dívida, contrair dívida, transferir, empenhar ou hipotecar bens da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo.

3.26. Garantias. Nem a Companhia nem qualquer de suas Subsidiárias são garantidoras ou são de outro modo responsáveis por qualquer compromisso ou obrigação (inclusive dívida) de qualquer outra Pessoa, excetuadas as garantias mencionadas no Anexo 3.26.

3.27. Falência. A Companhia e a Vendedora não estão sujeitas a qualquer procedimento de falência, liquidação ou procedimento similar, inclusive recuperação judicial ou extrajudicial.

CAPÍTULO IV
DECLARAÇÕES E GARANTIAS DA COMPRADORA E DA CEMIG

A CEMIG e a Compradora, cada uma, declara e garante, em conjunto e de forma solidária, à Vendedora, na presente data e na Data de Fechamento (ou, à medida que qualquer declaração e garantia abaixo refira-se a uma data específica, na data em questão), que:

4.1. Existência e Poderes como Pessoa Jurídica. É empresa devidamente constituída e tem existência válida de acordo com as leis do Brasil, possuindo todos os poderes como pessoa jurídica e todas as Licenças relevantes necessárias para conduzir seus negócios conforme atualmente vêm sendo conduzidos.

4.2. Autorização Societária. A celebração, formalização e cumprimento do presente Contrato estão de acordo com seus poderes e capacidade como pessoa jurídica e, excetuada a aprovação ou ratificação pelos acionistas da CEMIG exigida em conformidade com o art. 256 da Lei das Sociedades por Ações Brasileira, todos os consentimentos exigidos em conformidade com seus Documentos Societários foram obtidos e encontram-se em pleno vigor. Pressupondo-se a devida autorização, celebração e formalização pelas demais Partes aqui presentes, o presente Contrato constitui compromisso válido, vinculante e exeqüível, sujeito ao efeito de quaisquer leis de falência, recuperação judicial ou extrajudicial, insolvência, moratória, fraude contra credores ou leis similares aplicáveis que afetem direitos de credores de modo geral.

4.3. Ausência de Infração. A celebração, formalização e cumprimento do presente Contrato pela Compradora e pela CEMIG não: (i) violam ou violarão os Documentos Societários da Compradora e da CEMIG, desde que a presente operação seja ratificada pelos acionistas da CEMIG em conformidade com o art. 256 da Lei das Sociedades por Ações Brasileira; (ii) violam ou violarão qualquer Lei aplicável; (c) ressalvado o disposto no Anexo 3.3, exigem ou exigirão qualquer consentimento ou outro ato por qualquer Pessoa, constituirão inadimplemento, ou ensejarão qualquer direito de antecipação de vencimento, rescisão ou cancelamento de qualquer direito contratual da Compradora e da CEMIG ou qualquer obrigação; ou (d) acarretam ou acarretarão a criação ou imposição de qualquer Ônus sobre qualquer ativo relevante da Compradora ou da CEMIG.

4.4. Autorização Governamental; Consentimentos. Ressalvado o disposto no Anexo 3.3, a celebração, formalização e cumprimento do presente Contrato pela Compradora e pela CEMIG não requer a prática de nenhum ato por parte de ou relativamente a qualquer Autoridade Governamental, averbação junto a qualquer Autoridade Governamental ou consentimento de qualquer Autoridade Governamental por parte da Compradora e da CEMIG.

4.5. Financiamento. A Compradora e a CEMIG possuem ou têm acesso a recursos financeiros suficientes para pagar todos e quaisquer valores necessários à consumação dos pagamentos e operações aqui previstos.

4.6. Falência. A Compradora e a CEMIG não estão sujeitas a qualquer procedimento de falência, liquidação ou procedimento similar, inclusive recuperação judicial ou extrajudicial.

4.7. Declarações Prospectivas. Não obstante qualquer disposição contida no presente Contrato em sentido contrário, a Compradora e a CEMIG reconhecem e pactuam que a Vendedora, a Companhia e as empresas do Grupo não estão prestando quaisquer declarações ou garantias, sejam de que natureza forem, expressas ou tácitas, com relação às projeções, previsões ou declarações prospectivas fornecidas à Compradora ou à CEMIG.

4.8. Honorários de Intermediários. Não há nenhum banco de investimento, corretor ou outro intermediário ou prestador de serviço que tenha sido contratado pela ou que esteja autorizado a agir por conta da Compradora ou da CEMIG, tampouco há qualquer outra Pessoa que, em cada caso, poderia fazer jus a qualquer honorário ou comissão a ser pago pela Vendedora relativamente às operações previstas no presente Contrato ou em decorrência das mesmas.

CAPÍTULO V
COMPROMISSOS DA VENDEDORA E DA COMPANHIA

A Vendedora pactua, por si e por conta da Companhia, que:

5.1. Condução do Negócio do Grupo. (a) A partir da Data de Vigência até a Data de Fechamento (o "Período Intercalar"), e observados os termos do presente Contrato, a Vendedora, na extensão aplicável, fará com que a Companhia conduza seus negócios e faça com que as demais empresas do Grupo conduzam seus negócios no curso normal, de modo compatível com as práticas passadas, preservem intactas as organizações comerciais e relacionamentos do Grupo com terceiros e mantenham disponíveis os serviços dos atuais conselheiros, diretores e Empregados do Grupo (excetuados quaisquer demissões por justa causa e desligamentos unilaterais por parte dos Empregados). Sem limitação do caráter genérico das disposições precedentes, a partir da Data de Vigência até a Data de Fechamento, a Vendedora não permitirá que a Companhia ou qualquer empresa do Grupo, salvo por meio de consentimento escrito devidamente assinado pelos representantes legais da Compradora (ficando estabelecido que, com relação aos itens (vii), (viii), (xii), (xiv), (xvi) e (xvii) abaixo, o referido consentimento será havido por outorgado caso a Compradora não manifeste sua recusa (recusa essa que, para os fins desta disposição, também poderá ser manifestada por e-mail) no prazo de três Dias Úteis a contar do recebimento por ela de solicitação da Vendedora por escrito devidamente assinada e entregue):

(i) aprove ou proponha qualquer alteração de seus Documentos Societários;

(ii) adquira, ou de outro modo invista em, por meio de incorporação, fusão ou outra combinação de empresas similar, qualquer sociedade anônima, sociedade limitada ou outra empresa, divisão ou substancialmente todos os ativos da mesma, ou qualquer concessão, autorização ou permissão pública, ou celebre, diretamente ou por meio de qualquer consórcio, empreendimento conjunto ou outro veículo qualquer novo negócio, ou fique sujeita a qualquer operação de incorporação ou fusão com qualquer Pessoa;

(iii) compre, adquira, venda, loque, licencie ou de outro modo aliene quaisquer ativos relevantes ou Bens, inclusive, sem limitação, Propriedade Intelectual e software, salvo com relação a Bens que não imóveis, no curso normal de modo compatível com as práticas passadas;

(iv) emita, entregue ou venda, ou autorize ou proponha a emissão, grupamento ou desdobramento de ações ou o pagamento de bonificação em ações, agrupe ou reclassifique, ou compre ou resgate quaisquer ações representativas de seu capital social ou pratique qualquer outro ato similar relativamente a seu capital social ou quaisquer opções ou bônus de subscrição correlatos ou quaisquer outros valores mobiliários ou instrumentos conversíveis em ou que ensejem o direito de subscrever ou adquirir ações representativas de seu capital social;

(v) autorize, recomende, proponha ou divulgue intenção de aprovar plano de liquidação ou dissolução total ou parcial, ou apresente, declare ou protocole pedido de falência ou de recuperação judicial ou extrajudicial;

(vi) incorra em, renove, prorrogue, assuma ou garanta qualquer dívida por empréstimo com prazo de vencimento superior a 90 dias, ou em valor superior a R$200.000,00 para cada operação ou série de operações correlatas, ou R$500.000,00 em conjunto para todas as operações desde a Data de Vigência;

(vii) hipoteque, empenhe, ceda ou transfira, a título de garantia, qualquer de seus bens ou de outro modo institua ou outorgue qualquer outro Ônus sobre os mesmos, excetuada a garantia pecuniária que venha a ser outorgada pela Novatrans Energia S.A. em favor do sindicato de bancos listado no Anexo 3.4(c)(vii) a fim de substituir a garantia corporativa emitida pela Companhia relativamente às obrigações da Novatrans Energia S.A.;

(viii) cancele ou liquide qualquer Ônus ou pague ou liquide qualquer obrigação ou responsabilidade relevante (fixa ou contingente), salvo em sua respectiva data de vencimento e no curso normal dos negócios de modo compatível com as práticas passadas;

(ix) efetue qualquer mudança de seus procedimentos ou práticas contábeis, salvo conforme exigido por mudanças dos Princípios de Contabilidade Geralmente Aceitos no Brasil ou da Lei aplicável;

(x) assuma, garanta, endosse ou de outro modo passe a responder ou se responsabilize por quaisquer passivos de qualquer outra Pessoa;

(xi) salvo conforme necessário para apresentar quaisquer Declarações de Tributos no vencimento ou conforme seja compatível com as práticas passadas, faça qualquer opção no tocante a Tributos ou efetue transação ou composição tendo por objeto qualquer passivo de Tributo relevante;

(xii) efetue composição ou prometa efetuar composição de qualquer Procedimento (inclusive qualquer Procedimento referente ao presente Contrato ou às operações aqui previstas, nessa hipótese independentemente do valor envolvido) com valor de R$200.000,00 isoladamente ou R$500.000,00 em conjunto, até a Data de Fechamento, ou pague, quite ou liquide ou prometa pagar, quitar ou liquidar qualquer reclamação ou responsabilidade com valor de R$200.000,00 isoladamente ou R$500.000,00 em conjunto, até a Data de Fechamento, que não o pagamento, quitação ou liquidação, na data de vencimento dos mesmos, de responsabilidades refletidas nas Demonstrações Financeiras de Referência ou incorridas no curso normal dos negócios de modo compatível com as práticas passadas;

(xiii) celebre qualquer contrato com Partes Relacionadas, inclusive quaisquer acionistas diretos ou indiretos e/ou Afiliadas;

(xiv) celebre qualquer contrato que envolva valores superiores a R$200.000,00 para cada contrato ou série de contratos correlatos, ou R$500.000,00 em conjunto para todos os contratos desde a Data de Vigência;

(xv) declare ou faça qualquer distribuição a seu capital social, inclusive por meio de dividendos, juros sobre o capital próprio ou outros meios, ou compre, resgate ou de outro modo adquira quaisquer ações representativas de seu capital ou qualquer opção sobre essas ações, ou de outro modo efetue qualquer outro pagamento a seus acionistas excetuados (A) dividendos (que, para que não haja dúvidas, não serão interpretados por incluir juros sobre o capital próprio) ou resgate de ações resgatáveis (ficando entendido que qualquer tal resgate não terá qualquer impacto adverso efetivo ou potencial sobre, nem causará qualquer responsabilidade efetiva ou contingente para a Companhia ou qualquer Subsidiária) a serem distribuídos e pagos em 29 de setembro ou 30 de setembro de 2009 (mas não em qualquer outra data) provenientes de: (x) reservas de lucros (excetuadas quaisquer reservas constituídas a partir de benefícios fiscais) existentes no encerramento do exercício social de 2008; e (y) dividendos intermediários referentes ao exercício social de 2009, em cada caso, conforme verificado nas demonstrações financeiras da Companhia auditadas ou revisadas por auditor referentes ao pertinente período, elaboradas de acordo com a Cláusula 3.13(b); e (B) se o Fechamento ocorrer após o encerramento do exercício social de 2009, quaisquer dividendos obrigatórios declarados na Assembléia Geral Ordinária referente ao aludido exercício social que a Companhia deva distribuir em 2010 em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações Brasileira e seu estatuto social, ficando estabelecido que, em qualquer hipótese, imediatamente após o Fechamento (considerando-se o pagamento de quaisquer tais dividendos declarados ou resgates de ações), a Companhia e as demais empresas do Grupo terão caixa e disponibilidades de, no mínimo, R$20.000.000,00 em termo globais em bases consolidadas, sendo R$1.000.000,00 alocados à Companhia e o restante entre as empresas do Grupo proporcionalmente à respectiva Receita Anual Permitida de cada empresa do Grupo, em qualquer hipótese não sujeitos a qualquer restrição ou Ônus, e ficando estabelecido que nenhuma dívida será assumida para pagamento de tais dividendos, não podendo qualquer distribuição de tais dividendos ser feita com violação da Lei aplicável ou de qualquer compromisso da Companhia ou de qualquer empresa do Grupo.

(xvi) contrate quaisquer novos conselheiros, diretores ou Empregados, ou celebre ou modifique qualquer contrato de trabalho ou de prestação de serviço existente celebrado com conselheiro, diretor ou Empregado, ficando estabelecido que a Companhia e demais empresas do Grupo poderão contratar Empregados para cargos, que não a administração sênior, no curso normal dos negócios de modo compatível com as práticas passadas;

(xvii) demita qualquer conselheiro, diretor ou Empregado, ressalvada demissão de qualquer Empregado no curso normal dos negócios e em conformidade com a Lei aplicável e as disposições do presente Contrato;

(xviii) (A) conceda a qualquer de seus conselheiros, diretores ou Empregados qualquer aumento de remuneração (inclusive por meio de bônus ou dividendos); ou (B) conceda a qualquer de seus conselheiros, diretores ou Empregados qualquer aumento no pagamento de verbas rescisórias ou indenizatórias, salvo na extensão prescrita em Lei;

(xix) aprove, altere, rescinda ou aumente qualquer plano ou ajuste de benefício, contratação, bônus ou remuneração de outra natureza no que diz respeito a qualquer conselheiro, diretor ou Empregado, salvo na extensão prescrita em Lei, excetuados pagamentos até a Data de Fechamento devidos por força do plano de contratação descrito no Anexo 5.1(xix), limitado ao valor global de R$2.000.000,00;

(xx) celebre qualquer contrato de locação referente a qualquer de seus Bens;

(xxi) celebre qualquer outro contrato ou obrigação, ou de outro modo incorra em quaisquer despesas que não no curso normal dos negócios de modo compatível com as práticas passadas;

(xxii) celebre qualquer alteração ou refinanciamento do Empréstimo entre Partes Relacionadas, salvo conforme estipulado na Cláusula 7.1(f); e/ou

(xxiii) pactue ou prometa praticar qualquer dos atos supracitados ou praticar qualquer ato que se esperaria razoavelmente viesse a tornar qualquer declaração ou garantia contida no presente Contrato inverídica ou incorreta na data em que tenha sido prestada ou em data futura e que faria com que qualquer das condições constantes do presente Contrato não fosse capaz de ser atendida antes do Fechamento.

(b) Para que não haja dúvidas, o quanto segue abaixo será considerado por estar no curso normal dos negócios e, por conseguinte, não será considerado enquadrado nos itens (a) (i) a (xxii) acima, sendo considerado permitido nos termos do presente Contrato:

(i) todas as medidas, operações e matérias (inclusive gastos de capital) estipulados ou previstos em qualquer contrato do qual a Companhia ou qualquer de suas Subsidiárias seja parte na presente data, ou que sejam necessários para dar cumprimento a qualquer obrigação prevista nas licenças ou nos contratos e documentos correlatos ou nas Leis aplicáveis; e

(ii) todos os contratos com clientes, fornecedores e o ONS relacionados à manutenção, uso ou operação, ou desenvolvimento da rede de transmissão ou acesso à mesma.

(c) Durante o Período Intercalar, a Compradora designará três representantes para constituir um comitê de transição que trabalhará em conjunto com a Vendedora no que diz respeito às atividades cotidianas do Grupo e mediará o relacionamento entre a Vendedora e a Compradora relativamente a quaisquer matérias que exijam a aprovação da Compradora em conformidade com a Cláusula 5.1(a). Ao comitê de transição será facultado pleno acesso a documentos e informações referentes ao negócio do Grupo em conformidade com a Cláusula 5.2 abaixo.

(d) As disposições desta Cláusula 5.1 aplicar-se-ão também à ETAU e à Brasnorte, e a Vendedora compromete-se a exercer seus direitos e poderes de voto (e a fazer com que a Companhia exerça seus direitos e poderes de acionista) relativamente às referidas Subsidiárias de modo a fazer com que as disposições aqui contidas sejam observadas pelas referidas Subsidiárias à medida que o exercício dos direitos e poderes de voto não infrinja as disposições do estatuto social e acordos de acionistas das referidas Subsidiárias, considerando-se a limitação de direitos e poderes da Companhia na qualidade de um dos membros do grupo controlador dessas empresas.

5.2. Acesso a Informações. A partir da Data de Vigência até a Data de Fechamento, com a finalidade de que transferência ininterrupta e eficiente das Ações Compradas possa ser realizada, a Vendedora fará com que a Companhia e as demais empresas do Grupo, ressalvando-se que com relação à ETAU e à Brasnorte esta obrigação ficará limitada à extensão do acesso da Companhia ou de qualquer conselheiro ou diretor nomeado pela Companhia ou pela Vendedora, ou mediante instruções de qualquer delas, às informações relevantes em questão, mediante solicitação razoável: (i) facultem à Compradora, a seus advogados, consultores financeiros, auditores e demais representantes legais acesso aos escritórios, bens, livros e registros da Companhia e das demais empresas do Grupo; (ii) forneçam à Compradora, a seus advogados, consultores financeiros, auditores e demais representantes legais cópias dos dados financeiros e operacionais, Contratos e demais informações referentes ao Grupo e a seus negócios que as referidas Pessoas venham a solicitar; e (iii) instruam os Empregados, advogados e consultores financeiros da Vendedora e do Grupo a cooperarem com a Compradora em sua investigação do negócio do Grupo. Todo esse acesso será propiciado durante o horário de expediente normal; ficará sujeito aos regulamentos normais de segurança e às obrigações e limitações de confidencialidade constantes da Lei aplicável; bem como será propiciado em condições que não interfiram de modo relevante nos negócios e operações do Grupo. Nenhuma investigação por parte da Compradora ou demais informações recebidas pela Compradora constituirão renúncia ou de outro modo afetarão qualquer declaração, garantia ou compromisso prestado ou efetuado pela Vendedora nos termos do presente Contrato.

5.3. Notificações de Certos Eventos. A partir da Data de Vigência até a Data de Fechamento, a Vendedora notificará (e fará com que a Companhia notifique) a Compradora por escrito de:

(a) qualquer comunicação de qualquer Pessoa que alegue que o consentimento da Pessoa em questão seja ou venha a ser necessário no tocante às operações previstas no presente Contrato;

(b) qualquer notificação ou outra comunicação de qualquer Autoridade Governamental relacionada às operações previstas no presente Contrato ou relacionadas a quaisquer Averbações;

(c) quaisquer Procedimentos instaurados ou iminentes por escrito em face da, relativamente à ou que envolvam ou, de outro modo, afetem a Companhia ou qualquer outra empresa do Grupo que, se pendente na data do presente Contrato, deveria ter sido divulgado pelo presente Contrato, ou que se refira à consumação das operações previstas no presente Contrato;

(d) qualquer alteração relevante da situação (financeira ou de outra natureza), bens, responsabilidades ou operações da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo, que não no curso normal dos negócios de modo compatível com as práticas passadas; e

(e) qualquer fato que torne qualquer declaração ou garantia prestada pela Vendedora nos termos do presente Contrato falsa, incompleta, enganosa ou incorreta na Data de Fechamento.

5.4. Empregados Estrangeiros. Não obstante qualquer disposição em sentido contrário contida no presente Contrato, a Vendedora ficará responsável por — e por este ato assume todas as responsabilidades relacionadas a — todas as matérias referentes a contratos de trabalho ou de prestação de serviços de qualquer Empregado estrangeiro do Grupo ou de qualquer estrangeiro não formalmente contratado pelo Grupo nos termos da Consolidação das Leis do Trabalho Brasileira que preste serviços a qualquer empresa do Grupo (sendo o Empregado estrangeiro ou estrangeiro em questão designado "Expatriado"), bem como pela rescisão dos mesmos, ficando de outro modo responsável por e assumindo todas as responsabilidades relacionadas a — comprometendo-se a indenizar, manter imunes e defender a Compradora, a CEMIG, a Companhia, as demais empresas do Grupo e suas respectivas Afiliadas em relação a — todas e quaisquer reclamações e/ou responsabilidades, perdas e danos, multas, sentenças, exigibilidades, prejuízos, Ônus, Tributos, custos e despesas, inclusive honorários advocatícios, solicitados por qualquer Expatriado ou de outro modo devidos em função do relacionamento da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo com qualquer tal Expatriado.

5.5. Transferência de Informações Registradas no Servidor e Sistema SAP da Vendedora. A Vendedora, no Fechamento, fornecerá à Compradora backup e de outro modo transferirá para a Compradora quaisquer informações registradas em seus servidores e no sistema SAP da Vendedora referentes, de qualquer maneira, à Companhia e às demais empresas do Grupo.

5.6. Reconhecimento da Prática de Atos Necessários pela Companhia. A Vendedora entregará à Compradora, no prazo de cinco Dias Úteis após a Data de Vigência, cópia de notificação escrita devidamente reconhecida pelos representantes legais da Companhia, informando à Companhia os compromissos aqui previstos atinentes à condução dos negócios e demais matérias do Grupo que exijam a prática de atos por parte da Companhia em conformidade com o presente Contrato.

CAPÍTULO VI
COMPROMISSOS DA COMPRADORA, DA CEMIG, DA VENDEDORA E DA OPA

A Compradora, a CEMIG e a Vendedora pactuam que:

6.1. Medidas Assecuratórias Adicionais. Observados os termos e condições do presente Contrato, a Compradora, a CEMIG e a Vendedora praticarão (e a Vendedora fará com que a Companhia pratique e a CEMIG fará com que a Compradora pratique) os seguintes atos: (a) envidar seus melhores esforços razoáveis para dar atendimento, por si ou por intermédio de terceiros, às condições precedentes contidas no Capítulo VII; (b) praticar, por si ou por intermédio de terceiros, quaisquer atos bem como realizar, por si ou por intermédio de terceiros, quaisquer operações necessárias ou convenientes nos termos das Leis e regulamentos aplicáveis para consumar as operações previstas no presente Contrato, inclusive para o fim de efetuar os protocolos e obter as aprovações e consentimentos previstos na Cláusula 3.3; e (c) dar atendimento a todos os seus respectivos pactos, obrigações e compromissos previstos no presente Contrato. A Vendedora, antes do Fechamento, e a Compradora, após o Fechamento, comprometem-se a fazer com que a Companhia celebre e formalize os demais documentos, certificados, contratos e demais instrumentos escritos, bem como pratique os demais atos que venham a ser necessários ou convenientes para consumar ou implementar, com rapidez e eficiência, as operações previstas no presente Contrato.

6.2. Anúncios Públicos. A Compradora, a CEMIG e a Vendedora comprometem-se a consultar uma a outra e a acordar entre si, antes de divulgarem qualquer *press release* ou de efetuarem qualquer declaração pública referente ao presente Contrato ou às operações aqui previstas e, salvo conforme venha a ser exigido pela Lei aplicável, a qualquer listagem junto a qualquer bolsa de valores nacional ou qualquer Autoridade Governamental, que não divulgarão qualquer tal *press release* nem efetuarão qualquer tal declaração pública sem a aprovação prévia por escrito da outra Parte, que não será negada sem justo motivo, inclusive com relação ao teor e ocasião de qualquer tal *press release* ou declaração.

6.3. Confidencialidade. Cada Parte e seus respectivos diretores, conselheiros, Empregados, contadores, advogados, consultores, assessores e agentes (os "Representantes") manterão em caráter confidencial todas as informações obtidas em função do presente Contrato e das operações aqui previstas e, com relação à Vendedora e a seus Representantes, também todas as informações relacionadas aos negócios, ativos e atividades do Grupo, que não sejam de outro modo de conhecimento do público, não sejam independentemente conhecidas nem desenvolvidas, não sejam recebidas de terceiro não sujeito a obrigação de confidencialidade ou não tenham caído no domínio público sem culpa da parte recebedora ("Informações Confidenciais"). Mesmo após uma cópia do presente Contrato ter sido arquivada junto a qualquer Autoridade Governamental (se assim exigido pela Lei aplicável ou pela Autoridade Governamental em questão), cada Parte abster-se-á de divulgar e manterá em caráter confidencial as Informações Confidenciais bem como os termos e condições do presente Contrato, salvo à medida que a divulgação de quaisquer tais informações seja necessária ou conveniente à consumação das operações aqui previstas, seja solicitada por qualquer Autoridade Governamental, seja requerida pela Lei aplicável ou pelos regulamentos de bolsas de valores aos quais uma Parte esteja sujeita, ou com o consentimento de todas as demais Partes aqui presentes.

6.4. Empréstimo entre Partes Relacionadas. (a) Observada a Cláusula 7.1(f), a Compradora fará com que a Companhia amortize integralmente o Empréstimo entre Partes Relacionadas (principal e juros vencidos *pro rata* até seu pagamento pela Companhia) na Data de Fechamento. Com vistas à realização da amortização em questão, a Compradora compromete-se, simultaneamente ao Fechamento e condicionado à ocorrência do Fechamento, a conceder ou a tomar providências para que uma terceira instituição financeira conceda à Companhia, na Data de Fechamento, um novo empréstimo no valor correspondente ao saldo devedor do Empréstimo entre Partes Relacionadas na Data de Fechamento, nos termos e condições que a Companhia e a Compradora ou a terceira instituição financeira em questão vierem a negociar. A Vendedora fará com que a Companhia assuma o novo empréstimo em questão nos termos aqui estipulados e utilize os recursos do mesmo para amortizar integralmente o Empréstimo entre Partes Relacionadas.

(b) A Vendedora por este ato compromete-se a cooperar com a Compradora e a Companhia e a celebrar todos os documentos e a praticar todos os demais atos que sejam necessários ou que sejam razoavelmente solicitados pela Compradora para fazer com que a Companhia obtenha financiamento de terceira instituição financeira, nos termos negociados pela Compradora, com vistas a amortizar e substituir o Empréstimo entre Partes Relacionadas em conformidade com esta Cláusula 6.4, ficando estabelecido que a Compradora manterá a Vendedora, a Companhia e seus diretores imunes em relação a qualquer obrigação ou responsabilidade decorrente da contratação e desempenho da terceira instituição financeira em questão em conformidade com as instruções da Compradora, salvo no caso de fraude ou dolo da Vendedora ou da Companhia.

6.5. Oferta Pública de Aquisição (OPA). (a) A transferência das Ações Compradas pela Vendedora para a Compradora imporá à Compradora a obrigação de realizar oferta pública para a aquisição das *Units* dos acionistas não controladores da Companhia ("OPA") dentro do prazo e em conformidade com as disposições da Lei aplicável, dos Documentos Societários da Companhia e das Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 2 da Bovespa. A não realização da OPA em conformidade com o presente instrumento será interpretada como condição resolutiva. Imediatamente após o Fechamento, a Compradora compromete-se a praticar todos os atos necessários para levar a efeito a OPA a fim de dar atendimento à condição aqui estipulada, inclusive: (a) o pagamento de quaisquer emolumentos de registro aplicáveis; (b) o atendimento das exigências feitas pela CVM no tocante ao registro da OPA; (c) a contratação de instituição financeira para coordenar a OPA; e (d) a consumação da OPA e o pagamento aos acionistas não controladores da Companhia. Caso a operação aqui prevista seja objeto de resolução

em decorrência da omissão da Compradora em lançar e consumar a OPA, com a devolução das Ações Compradas à Vendedora e a devolução do Preço de Compra à Compradora, a Vendedora fará jus a multa compensatória no valor total de €100.000.000,00 a ser pago por meio de dedução do Preço de Compra a ser devolvido pela Vendedora à Compradora. A multa compensatória aqui prevista não será cumulativa com qualquer outra multa prevista no presente Contrato.

(b) A Vendedora compromete-se a aceitar a OPA e a vender todas as *Units* da Vendedora na OPA registrada pela Compradora em conformidade com a alínea (a) acima.

6.6. Apresentação à ANEEL e ao CADE. Imediatamente após a Data de Vigência, as Partes elaborarão em conjunto todos os formulários e documentos necessários para submeter a operação aqui prevista à ANEEL e ao CADE para aprovação da transferência das Ações Compradas, submeter os documentos à ANEEL e ao CADE dentro do prazo estipulado na Lei aplicável e, de resto, celebrar todos os documentos necessários e cooperar entre si para obter a aprovação da ANEEL e do CADE. As apresentações à ANEEL e ao CADE serão conduzidas pela Compradora, ficando estabelecido que a Vendedora fornecerá à Compradora todos os documentos e informações e firmará todos os documentos e, de resto, praticará todos os demais atos que sejam necessários ou razoavelmente solicitados pela Compradora no que diz respeito às apresentações à ANEEL e ao CADE. Todos os emolumentos, custos e despesas incorridos com a apresentação da operação aqui prevista à ANEEL e ao CADE e com o processo de aprovação serão pagos pela Compradora. Na hipótese de qualquer sentença, decisão ou ordem expedida pelo CADE impor qualquer condição para aprovação pelo referido órgão da transferência das Ações Compradas para a Compradora, a Compradora terá plena discricionariedade no tocante ao atendimento das condições em questão e à adoção de quaisquer medidas correlatas, não tendo a Vendedora nenhuma responsabilidade, seja de que natureza for, no tocante à sentença, decisão ou ordem em questão.

6.7. Mudança de Denominação Social e Marcas. Observada a Cláusula 6.10, no prazo de 60 dias após o Fechamento, a Compradora fará com que as empresas do Grupo mudem sua denominação social a fim de não utilizarem o nome "Terna" bem como fará com que o Grupo abstenha-se de utilizar quaisquer marcas, nomes comerciais, logotipos ou domínio da internet ou rede mundial de computadores contendo o nome "Terna" e, mediante solicitação e às expensas da Vendedora, cancele ou transfira para a Vendedora quaisquer registros do nome, marcas e logotipos em questão junto a quaisquer autoridades encarregadas do registro da propriedade intelectual.

6.8. Consumação das Operações. A partir da Data de Vigência até o Fechamento, as Partes não praticarão nem deixarão de praticar (e a Vendedora não permitirá que a Companhia e as demais empresas do Grupo pratiquem ou deixem de praticar) qualquer ato que se poderia razoavelmente esperar (i) direta ou indiretamente, fizessem com que as operações aqui previstas não fossem consumadas; ou (ii) ensejasse violação de qualquer compromisso, avença, declaração ou garantia previsto no presente Contrato.

6.9. Notificações de Certos Eventos pela Compradora. A partir da Data de Vigência até a Data de Fechamento, a Compradora notificará a Vendedora por escrito de:

(a) qualquer comunicação de qualquer Pessoa que alegue que o consentimento da Pessoa em questão seja ou possa ser necessário relativamente às operações previstas no presente Contrato;

(b) qualquer notificação ou outra comunicação de qualquer Autoridade Governamental referente às operações previstas no presente Contrato; e

(c) qualquer fato que torne qualquer declaração ou garantia prestada pela Compradora no presente instrumento falsa, incompleta, enganosa ou incorreta na Data de Fechamento.

6.10. Assembléia Geral de Fechamento. A Vendedora fará com que a Companhia e as Subsidiárias convoquem assembléia geral (ou reunião de quotistas, conforme o caso) para o Dia Útil subseqüente à Data de Fechamento, e a Compradora compromete-se a levar a efeito a assembléia geral ou reunião de quotistas em questão, conforme o caso, a fim de deliberar (A) a nomeação de conselheiros da Companhia e das Subsidiárias nomeados pela Compradora ou mediante instruções da Compradora ou da Companhia,

no caso das Subsidiárias; e (B) alterar o estatuto social da Companhia e o contrato social da Terna Serviços Ltda. a fim de excluir qualquer referência ao nome "Terna" dos mesmos.

6.11. Contanto que o fato não constitua nem venha a constituir ou causar violação dos deveres de fidúcia da Compradora e da CEMIG, ou violação de Lei, a Compradora e a CEMIG abster-se-ão de exercer seus direitos de voto para fazer com que a Companhia apresente qualquer reclamação em face dos conselheiros e diretores da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo, nomeados pela Vendedora ou mediante instruções da Vendedora, por qualquer de seus atos ou omissões antes do Fechamento, salvo nos casos de culpa, fraude, dolo ou violação de Lei ou do Estatuto Social.

6.12. Assembléia Geral da CEMIG para Aprovação e Ratificação do presente Contrato. A CEMIG compromete-se a convocar Assembléia Geral em conformidade com seus Documentos Societários a fim de aprovar ou ratificar o presente Contrato em conformidade com o art. 256 da Lei das Sociedades por Ações Brasileira e a praticar todos os demais atos que sejam necessários para assegurar que a Assembléia Geral será realizada na devida forma e tempestivamente entre a Data de Vigência e a Data de Fechamento.

CAPÍTULO VII
CONDIÇÕES DO FECHAMENTO

7.1. Condições da Obrigação da Compradora. A obrigação da Compradora de consumar o Fechamento ficará sujeita ao atendimento das seguintes condições adicionais (podendo qualquer delas ser dispensada por escrito, no todo ou em parte, pela Compradora):

(a) (i) a Vendedora tenha cumprido todas as suas obrigações relevantes aqui previstas que lhe cabiam cumprir até ou na Data de Fechamento; e (ii) as declarações e garantias da Vendedora contidas no Capítulo III do presente Contrato sejam fiéis e corretas na Data de Vigência e na Data de Fechamento como se consolidadas na data em questão (salvo no caso de qualquer declaração ou garantia que por seus termos seja prestada em data ali especificada, a declaração ou garantia seja exata na referida data);

(b) todas as aprovações e consentimentos exigidos de qualquer Autoridade Governamental (inclusive a ANEEL, excluindo-se, porém, o CADE), listados no Anexo 3.3, e de qualquer terceiro tenham sido obtidos, e cópias dessas aprovações e consentimentos tenham sido fornecidas à Compradora (salvo o consentimento do BNDES e demais credores por empréstimo listado no Anexo 3.4(c) em "Outros Credores", sendo a condição no que diz respeito a esses consentimentos no sentido de que tenha sido obtida resposta do BNDES ou dos outros credores em questão para o pedido de consentimento, independentemente do fato de a resposta constituir consentimento ou recusa de consentimento, contanto que a Vendedora tenha integralmente cooperado com a Compradora e a Companhia e tenha firmado todos os documentos e praticado todos os demais atos que sejam necessários ou razoavelmente solicitados pela Compradora, às expensas da Compradora, para obter esses consentimentos ou fazer com que a Companhia obtenha financiamento de terceira instituição financeira, nos termos negociados pela Compradora a fim de refinanciar toda a dívida devida pelo Grupo ao BNDES e aos outros credores em questão);

(c) a Compradora tenha recebido parecer de advogado devidamente firmado, datado da Data de Fechamento, dos advogados italianos da Vendedora satisfatório à Compradora, substancialmente na forma do Anexo 7.1(c), quanto à válida celebração, devida autorização, poderes dos signatários e validade e exeqüibilidade do presente Contrato e de suas disposições em face da Vendedora, observadas as ressalvas usuais acordadas com a Compradora;

(d) desde a data das Demonstrações Financeiras de Referência e até a Data de Fechamento, não tenha ocorrido nenhum evento ou circunstância, isoladamente ou em conjunto, que tenha causado ou se poderia razoavelmente esperar causasse Perdas e Danos à Companhia, a qualquer outra empresa do Grupo, à Compradora, à CEMIG e/ou a suas Afiliadas em valor igual ou superior a €70.000.000,00;

(e) a Vendedora tenha entregado à Compradora, com antecedência mínima de cinco Dias Úteis da Data de Fechamento, as mais recentes demonstrações financeiras consolidadas da Companhia que deveriam ser apresentadas em conformidade com os regulamentos da CVM;

(f) o Empréstimo entre Partes Relacionadas tenha sido alterado a contento da Compradora a fim de esclarecer que, quando do pagamento antecipado do Empréstimo entre Partes Relacionadas, os juros serão calculados com base no número efetivo de dias transcorridos até o pagamento antecipado em questão, bem como prorrogação da data de vencimento para 31 de maio de 2010;

(g) a Vendedora tenha entregado à Compradora cópia de renúncia devidamente firmada pelos credores do Contrato de Abertura de Crédito nº CBG-00185/06, datado de 15 de dezembro de 2006, celebrado entre Banco BNP Paribas S.A., Banco Santander Banespa S.A., Banco Citibank S.A., Novatrans Energia S.A. ("Novatrans"), e das cédulas de crédito bancário emitidas em conformidade com o referido instrumento, relativamente à omissão da Novatrans em outorgar aos credores a garantia prescrita no referido contrato e cédulas de crédito bancário ou comprovação satisfatória à Compradora no sentido de que a omissão foi devidamente sanada; e

(h) a celebração pela Compradora do presente Contrato tenha sido ratificada pelos acionistas da CEMIG em conformidade com o art. 256 da Lei das Sociedades por Ações Brasileira.

7.2. Condições da Obrigação da Vendedora. A obrigação da Vendedora de consumar o Fechamento ficará sujeita ao atendimento das seguintes condições adicionais (podendo qualquer delas ser dispensada por escrito, no todo ou em parte, pela Vendedora):

(a) (i) a Compradora e a CEMIG tenham cumprido todas as suas respectivas obrigações relevantes aqui previstas que lhes cabiam cumprir até a Data de Fechamento; e (ii) as declarações e garantias da Compradora e da CEMIG contidas no Capítulo IV sejam fiéis e corretas na Data de Vigência e na Data de Fechamento como se prestadas na data em questão (salvo no caso de qualquer declaração ou garantia que por seus termos seja prestada em data ali especificada, a declaração ou garantia seja exata na referida data);

(b) a Vendedora tenha recebido cópias dos Documentos Societários da Compradora e da CEMIG bem como todas as demais aprovações societárias e comprovação dos poderes dos signatários para firmar e formalizar o presente Contrato por conta da Compradora e da CEMIG;

(c) todas as aprovações e consentimentos exigidos de qualquer Autoridade Governamental (inclusive a ANEEL, excluindo-se, porém, o CADE), listados no Anexo 3.3, para a celebração e formalização do presente Contrato e cumprimento das operações aqui previstas e para a transferência das Ações Compradas pela Vendedora para a Compradora tenham sido obtidos, e cópias dessas aprovações e consentimentos tenham sido fornecidas à Vendedora.

CAPÍTULO VIII
SUBSISTÊNCIA; INDENIZAÇÃO

8.1. Indenização. Observadas as disposições deste Capítulo VIII e um limite máximo de indenização global (relativamente ao valor total a ser indenizado pela Compradora e pela Vendedora, isoladamente) no valor de €160.000.000,00 (cento e sessenta milhões de Euros) (o "Limite Máximo") aplicável com relação a quaisquer Perdas e Danos que sejam indenizados em conformidade com esta Cláusula 8.1, que não Perdas e Danos que surjam nos termos da Cláusula 8.1(a)(iii), que não ficarão limitados a este Limite Máximo,

(a) a Vendedora compromete-se a pagar e a indenizar integralmente, manter imunes e defender a Compradora, a CEMIG, a Companhia, as demais empresas do Grupo e suas respectivas Afiliadas, agentes, conselheiros, diretores, empregados, representantes, sucessores e cessionários em relação a todas e quaisquer Perdas e Danos:

(i) decorrentes de qualquer inexatidão ou quebra de qualquer declaração ou garantia da Vendedora contida no presente Contrato ou de quaisquer atos, reclamações, contingências,

responsabilidades, fatos ou omissões (que não: (x) custos incorridos após a data das Demonstrações Financeiras de Referência no curso normal dos negócios de modo compatível com as práticas passadas do Grupo e gastos de capital referentes à construção de linha de transmissão e subestações da Brasnorte em conformidade com o Contrato de Concessão e os Contratos da Brasnorte em vigor na Data de Vigência, excetuados quaisquer gastos de capital incorridos com fraude, e contanto que as Reclamações de Terceiros referentes aos gastos de capital em questão não sejam excluídas da indenização em conformidade com este item (i)(x); (y) aqueles previstos no item (ii) abaixo, que sejam regulados no referido item; e (z) responsabilidades e contingências expressamente registradas no balanço patrimonial contido nas Demonstrações Financeiras anexadas como Anexo 1.1(a)-II até o valor das responsabilidades e contingências em questão ali contidos) incorridos, existentes ou ocorridos antes da Data de Fechamento, independentemente do fato de ter sido divulgado em qualquer anexo ou apêndice do presente Contrato, contanto que a Compradora entregue Notificação de Reclamação à Vendedora até 18 meses após a Data de Fechamento; e/ou

(ii) decorrentes de atos, fatos, reclamações, contingências, responsabilidades ou omissões resultantes de qualquer inexatidão ou quebra de declarações e garantias, inclusive na Data de Fechamento, prestadas nas Cláusulas 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 e 3.6, independentemente do fato de ter sido divulgado em qualquer anexo ou apêndice do presente Contrato e independentemente da data em que a Compradora entregar Notificação de Reclamação à Vendedora; e/ou

(iii) qualquer reclamação, contingência ou responsabilidade da Companhia ou de qualquer outra empresa do Grupo decorrente de: (A) qualquer Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS devido com relação a operações ou serviços de transmissão de energia; e/ou PIS – Contribuição para o Programa de Integração Social e COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social devido com relação à adoção do regime não cumulativo de cálculo do PIS e da COFINS relativamente a receitas operacionais do Grupo, em cada caso, independentemente do fato de ter sido divulgado em qualquer anexo ou apêndice do presente Contrato, contanto que a Compradora entregue Notificação de Reclamação à Vendedora até 18 meses após a Data de Fechamento; e/ou

(iv) decorrente de qualquer violação de qualquer compromisso ou avença da Vendedora (inclusive qualquer obrigação de fazer com que a Companhia pratique qualquer ato ou cumpra qualquer obrigação) contido no presente Contrato (não especificamente previsto em (i), (ii) ou (iii) acima), ficando estabelecido que em qualquer caso a imposição da Parcela Variável em percentual que não ultrapasse a média dos últimos três anos referente a cada função de rede de cada Concessão não ensejará indenização nos termos do presente instrumento à medida que seja compatível com as práticas passadas do Grupo ou o curso normal dos negócios e não seja causada por culpa ou dolo da Vendedora, da Companhia ou de outra empresa do Grupo e ficando estabelecido, ademais, que a imposição da Parcela Variável referente a atos, fatos ou omissões relativos a eventos ocorridos após a Data de Fechamento não ensejará indenização nos termos do presente instrumento; e/ou

(v) decorrentes de inexatidão ou impugnação do valor do imposto de renda retido na fonte calculado pela Vendedora em conformidade com a Cláusula 2.2(c).

(b) A partir do Fechamento, a Compradora compromete-se a pagar e a indenizar integralmente, manter imunes e defender a Vendedora e suas Afiliadas, respectivos agentes, conselheiros, diretores, empregados, representantes, sucessores e cessionários em relação a todas e quaisquer Perdas e Danos decorrentes de:

(i) qualquer inexatidão ou quebra de qualquer declaração ou garantia da Compradora ou da CEMIG contida no presente Contrato, contanto que a Vendedora entregue Notificação de Reclamação à Compradora a esse respeito até o Fechamento; e/ou

(ii) qualquer violação de qualquer compromisso ou avença da Compradora contido no presente Contrato (que não esteja especificamente previsto em (i) acima).

ficando estabelecido que, no caso de (a) e (b) acima, a exigência de que Notificação de Reclamação seja entregue até uma certa data, nos casos em que aplicável, significa que a respectiva reclamação, contingência, responsabilidade ou risco de Perdas e Danos deverá ser identificado na Notificação de

Reclamação até a data aplicável em questão, porém que, não obstante, a efetiva materialização das Perdas e Danos em conformidade com a Cláusula 8.4 abaixo poderá ocorrer a qualquer tempo subseqüentemente, e ficando estabelecido, ademais, que qualquer Reclamação Direta deverá ser suportada por parecer emitido por escrito por profissional especializado com reconhecida experiência no objeto da Reclamação Direta.

(c) Não obstante as disposições da Cláusula 8.1(a) acima, a Vendedora não ficará responsável perante a Compradora no que diz respeito a qualquer impacto contábil adverso direto dos ajustes efetuados nas demonstrações financeiras do Grupo única e exclusivamente em função da elaboração de tais demonstrações financeiras em conformidade com as IFRS de acordo com o Anexo 3.13(b).

8.2. Garantia de Indenização. Sem limitação de quaisquer outros direitos de garantia da Compradora nos termos do presente instrumento, a fim de garantir qualquer das obrigações de indenização da Vendedora aqui previstas, a Vendedora entregará à Compradora até o Fechamento carta de comprometimento de crédito emitida por banco de primeira linha com operações no Brasil, contendo renúncias expressas aos benefícios constantes dos arts. 364, 366, 827, 834, 835, 837, 838 e 839 do Código Civil Brasileiro e do art. 595 do Código de Processo Civil Brasileiro (ou leis comparáveis) e demais termos razoavelmente aceitáveis à Compradora (a "Garantia de Indenização"). A Garantia de Indenização será válida e exeqüível prontamente quando chamada dentro do prazo de validade de 18 (dezoito) meses subseqüentemente à Data de Fechamento, para o valor garantido de R$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de Reais).

8.3. Limitações Adicionais. Uma Parte Beneficiária de Indenização não fará jus a apresentar qualquer reclamação individual até que o valor total das Perdas e Danos sofridas, pagas ou incorridas, inclusive a reclamação em questão, ultrapasse R$18.000.000,00 (dezoito milhões de Reais) (a "Franquia"), e qualquer indenização aqui prevista será apenas na extensão do valor excedente em questão e, salvo com relação a Perdas e Danos decorrentes da Cláusula 8.1(a)(iii), observado o Limite Máximo. Para que não haja dúvidas, uma vez que o valor total de Perdas e Danos sofridas, pagas ou incorridas por uma Parte Beneficiária de Indenização ultrapassar a Franquia, a Parte Beneficiária de Indenização em questão fará jus a indenização de todo e qualquer valor de Perdas e Danos que, considerado juntamente com todas as demais Perdas e Danos sofridas, pagas ou incorridas, ultrapasse a Franquia.

8.4. Forma de Oposição de Reclamações, etc. A parte que apresentar pedido de indenização nos termos deste Capítulo VIII, para fins do presente Contrato, será designada a "Parte Beneficiária de Indenização" e a parte ou partes em face de quem as reclamações forem opostas nos termos deste Capítulo VIII, para fins do presente Contrato, será designada "Parte Responsável por Indenização". Todas as reclamações feitas por qualquer Parte Beneficiária de Indenização nos termos deste Capítulo VIII serão opostas e solucionadas como segue:

(a) Na hipótese de (i) qualquer Procedimento ser postulado, instaurado ou ameaçado pela respectiva Autoridade Governamental ou Pessoa competente, em qualquer caso, que não as Partes contratantes e suas Afiliadas, que poderia ensejar Perdas e Danos pelas quais uma Parte Responsável por Indenização seria responsável perante uma Parte Beneficiária de Indenização nos termos do presente instrumento (sendo o Procedimento em questão designado "Reclamação de Terceiros"); ou (ii) qualquer Parte Beneficiária de Indenização nos termos do presente instrumento ter pedido (inclusive em decorrência de reclamação em potencial que possa decorrer de fatos, responsabilidades, contingências ou práticas do Grupo) de indenização em face de qualquer Parte Responsável por Indenização nos termos do presente instrumento (sendo a reclamação em questão designada "Reclamação Direta"), a Parte Beneficiária de Indenização, com razoável presteza, enviará à Parte Responsável por Indenização notificação por escrito especificando a natureza da reclamação ou pedido, bem como o valor efetivo ou estimado (estimativa essa que não será conclusiva do valor final da reclamação e pedido em questão) ("Notificação de Reclamação").

(b) Na hipótese de Reclamação de Terceiros, a Parte Responsável por Indenização e a Parte Beneficiária de Indenização escolherão de comum acordo advogado de renome integrante de um dos os escritórios líderes especializados em contencioso e na matéria coberta pela Reclamação de Terceiros a ser contratado pela Parte Responsável por Indenização para representar a Parte Beneficiária de Indenização e

qualquer outra Pessoa que a Parte Responsável por Indenização vier a razoavelmente designar no que diz respeito à Reclamação de Terceiros, e a Parte Responsável por Indenização pagará os honorários e desembolsos do referido advogado, bem como quaisquer custos legais, despesas e depósitos correlatos, ficando estabelecido, contudo, que na hipótese de a Parte Responsável por Indenização e a Parte Beneficiária de Indenização não lograrem consenso quanto ao advogado, conforme descrito acima, no prazo de dois Dias Úteis, a Parte Responsável por Indenização poderá nomear, dentro de prazo subseqüente de um Dia Útil, advogado de renome integrante de um dos escritórios líderes especializados em contencioso e na matéria coberta pela Reclamação de Terceiros e, se a Parte Responsável por Indenização não nomear o referido advogado dentro desse prazo, qualquer Parte Beneficiária de Indenização fica por este ato autorizada a contratar advogado de renome integrante de um dos escritórios líderes especializados em contencioso e na matéria coberta pela Reclamação de Terceiros, cujos honorários e despesas, bem como quaisquer adiantamentos, custos legais, despesas ou depósitos (inclusive depósitos judiciais) exigidos em qualquer Reclamação de Terceiros ficarão às expensas da Parte Responsável por Indenização relativamente à protocolização de qualquer petição, contestação ou outro pedido bem como à prática de outro ato que ela venha a razoavelmente reputar necessário para proteger os interesses da Parte Beneficiária de Indenização e da Parte Responsável por Indenização. A Parte Responsável por Indenização, no que diz respeito a qualquer Reclamação de Terceiros ou Procedimento correlato na mesma jurisdição, não ficará responsável pelos honorários e despesas razoáveis de mais de um escritório de advocacia para todas as Partes Beneficiárias de Indenização. A Parte Beneficiária de Indenização compromete-se a não compor qualquer Reclamação de Terceiros sem o consentimento prévio por escrito da Parte Responsável por Indenização. Se solicitado pela Parte Responsável por Indenização, a Parte Beneficiária de Indenização compromete-se a cooperar com a Parte Responsável por Indenização e seu advogado na defesa de qualquer Reclamação de Terceiros que a Parte Responsável por Indenização defender ou, se apropriado e relacionado à reclamação em questão, na efetivação de qualquer reconvenção em face da Pessoa que estiver opondo a Reclamação de Terceiros ou pedido, ou qualquer reclamação cruzada em face de qualquer Pessoa.

(c) Na hipótese de Reclamação Direta de Perdas e Danos já materializados, a menos que a Parte Responsável por Indenização notifique a Parte Beneficiária de Indenização por escrito no prazo de 30 (trinta) dias contados do recebimento de Notificação de Reclamação de que impugna a reclamação em questão, o valor da reclamação será conclusivamente havido por responsabilidade da Parte Responsável por Indenização nos termos do presente instrumento e será pago à Parte Beneficiária de Indenização imediatamente. Na hipótese de Reclamação Direta referente a Perdas e Danos ainda não materializados notificados pela Parte Responsável por Indenização à Parte Beneficiária de Indenização dentro do respectivo prazo constante da Cláusula 8.1, o valor da reclamação será pago pela Parte Responsável por Indenização à Parte Beneficiária de Indenização no prazo de cinco Dias Úteis subseqüentemente ao recebimento de notificação por escrito da Parte Responsável por Indenização informando que as Perdas e Danos se materializaram.

(d) A partir da entrega de Notificação de Reclamação nos termos do presente instrumento, mediante solicitação razoável da Parte Responsável por Indenização, a Parte Beneficiária de Indenização facultará à Parte Responsável por Indenização e a seus representantes todo o acesso razoável aos livros, registros e bens da Parte Beneficiária de Indenização à medida que razoavelmente relativos às matérias às quais a Notificação de Reclamação se refira, salvo qualquer dos supracitados que contenha informações confidenciais ou privilegiadas em conformidade com a Lei aplicável. A Parte Responsável por Indenização não utilizará (salvo no que diz respeito à Notificação de Reclamação em questão), divulgará nem disponibilizará e exigirá que seus representantes não utilizem, divulguem nem disponibilizem a qualquer terceira Pessoa, que não os representantes da Parte Responsável por Indenização (salvo conforme venha a ser exigido pelas Leis aplicáveis), quaisquer informações obtidas em conformidade com esta Cláusula que sejam designadas confidenciais pela Parte Beneficiária de Indenização. Todo esse acesso será facultado durante o horário de expediente normal, ficará sujeito aos regulamentos normais de segurança da Parte Beneficiária de Indenização e será facultado em condições que não interfiram nos negócios e operações da Parte Beneficiária de Indenização.

(e) Quaisquer Perdas e Danos passíveis de indenização em conformidade com este Capítulo VIII serão pagos: (i) (A) de imediato, quando de solução definitiva de litígio referente a uma Reclamação Direta; ou (B) quando do transcurso do prazo de 30 dias estipulado na Cláusula 8.4(c), no caso de Notificação de Reclamação não impugnada em conformidade com a disposição em questão; ou (ii) no

quinto Dia Útil após o recebimento de notificação escrita no sentido de que, conforme o caso (A) foi realizada composição; ou (B) ocorreu decisão transitada em julgado. Quaisquer Perdas e Danos que sejam passíveis de indenização em conformidade com este Capítulo VIII e não sejam pagos na respectiva data de vencimento vencerão juros a uma taxa equivalente a 103% da Taxa Selic desde a data de vencimento da indenização até (mas exclusive) a data em que sejam efetivamente pagos.

(f) Quaisquer valores de Perdas e Danos passíveis de indenização em conformidade com este Capítulo VIII que sejam recuperados pela Parte Beneficiária de Indenização de terceiros: (x) imediatamente quando de seu recebimento, serão deduzidos dos valores a serem pagos pela Parte Responsável por Indenização, se efetivamente recebidos antes do pagamento da indenização em questão; ou (y) serão reembolsados à Parte Responsável por Indenização no prazo de cinco dias a contar de seu recebimento, se efetivamente recebidos após a Parte Responsável por Indenização em questão ter efetivamente pago o valor integral da indenização devida à Parte Beneficiária de Indenização.

(g) Sem de qualquer forma limitar os direitos da Compradora ao amparo do presente Contrato, a partir do Fechamento, a Compradora compromete-se a cooperar (e a fazer com que as pertinentes empresas do Grupo cooperem), mediante solicitação e às expensas da Vendedora, com a Vendedora, bem como a envidar esforços razoáveis para apresentar (ou fazer com que as pertinentes empresas do Grupo apresentem) as respectivas reclamações a — e preencher os formulários e demais documentos necessários de — prestadores de seguro e fiança bancária a fim de reaver dos prestadores de seguro e fiança bancária os valores de Perdas e Danos passíveis de indenização pela Vendedora em conformidade com a Cláusula 8.1(a) que sejam garantidos pelos prestadores de seguro ou fiança bancária em questão, desde que a apresentação dessas reclamações e a prática dos demais atos aqui previstos não venham, no parecer razoável da Compradora, a ser desvantajosos para a Compradora; a interferir de maneira adversa no relacionamento da Compradora com quaisquer terceiros ou, de outro modo, venham a causar quaisquer Perdas e Danos para a Compradora, ficando estabelecido que a Vendedora manterá a Compradora, a Companhia, cada uma das demais empresas do Grupo e seus gerentes imunes em relação a quaisquer Perdas e Danos decorrentes da prática pela Compradora dos atos previstos nesta Cláusula 8.4(g). Em qualquer hipótese, para que não haja dúvidas, as Partes reconhecem que o compromisso previsto nesta Cláusula 8.4(g) constitui compromisso de esforço razoável, e que nenhuma disposição contida nesta cláusula será interpretada de modo a exigir que a Compradora mitigue Perdas e Danos ou busque recuperação dessas Perdas e Danos de quaisquer terceiros como condição a fazer jus a quaisquer direitos de indenização ao amparo do presente Contrato.

CAPÍTULO IX
RESCISÃO

9.1. Fundamentos para Rescisão. (a) O presente Contrato poderá ser rescindido a qualquer tempo antes do Fechamento:

(i) por avença escrita de comum acordo entre as Partes;

(ii) pela Vendedora ou pela Compradora, caso: (A) a aquisição das Ações Compradas pela Compradora em conformidade com o presente Contrato não tenha sido aprovada ou ratificada pela Assembléia Geral da CEMIG até 31 de maio de 2009; ou (B) o Fechamento não tenha sido consumado no prazo de 12 meses a contar da Data de Vigência, ficando estabelecido que, se o Fechamento não tiver ocorrido devido à violação de qualquer dos compromissos ou avenças aqui contidos por uma Parte, a Parte em questão não terá o direito de rescindir o presente Contrato em conformidade com esta Cláusula 9.1(a)(ii);

(iii) tanto pela Vendedora quanto pela Compradora, caso haja qualquer Lei que torne a consumação das operações aqui previstas ilegal ou, de resto, vedadas, contanto que essa Lei não seja revogada, revertida, suspensa ou de outra forma superada no prazo de 30 (trinta) contados da data em que as Partes passarem a ter ciência de sua existência;

(iv) pela Compradora (contanto que nem a Compradora nem a CEMIG estejam à época violando de modo relevante qualquer de suas declarações, garantias, compromissos ou outras avenças aqui contidas) no caso de violação por parte da Vendedora de qualquer de: (A) suas declarações e

garantias previstas nas Cláusulas 3.1, 3.2, 3.3 e 3.6, ou compromissos relevantes contidos no presente Contrato; ou (B) demais declarações e garantias aqui contidas referentes a matérias que isoladamente ou em conjunto possam causar Perdas e Danos à Companhia, a qualquer empresa do Grupo, à Compradora, à CEMIG e/ou a suas Afiliadas em valor igual ou superior a €70.000.000,00, violação essa, em cada caso, não sanada no prazo de 30 (trinta) dias após notificação por escrito à Vendedora especificando, com detalhamento razoável, a natureza da violação ou ocorrência em questão; ou

(v) pela Vendedora (contanto que a Vendedora não esteja à época violando de modo relevante qualquer de suas declarações, garantias, compromissos ou outras avenças aqui contidas) no caso de violação por parte da Compradora ou da CEMIG de: (A) qualquer de suas respectivas declarações e garantias previstas nas Cláusulas 4.1, 4.2 e 4.4, ou compromissos relevantes contidos no presente Contrato; ou (B) demais declarações e garantias aqui contidas referentes a matérias que isoladamente ou em conjunto possam causar Perdas e Danos à Vendedora e/ou a suas Afiliadas em valor igual ou superior a €70.000.000,00, violação essa, em cada caso, não sanada no prazo de 30 (trinta) dias após notificação por escrito à Compradora especificando, com detalhamento razoável, a natureza da violação ou ocorrência em questão; ou

(b) A Parte que desejar rescindir o presente Contrato transmitirá notificação por escrito da rescisão às demais Partes.

9.2. Efeito da Rescisão. (a) Se o presente Contrato for rescindido conforme permitido pela Cláusula 9.1(a)(i), 9.1(a)(ii) ou 9.1(a)(iii) acima, o presente Contrato tornar-se-á nulo e não produzirá efeito, de imediato, a partir da data de rescisão, devendo a referida rescisão ocorrer independentemente de responsabilidade de qualquer Parte (ou qualquer acionista, sócio, conselheiro, diretor, empregado, agente, consultor ou representante da Parte em questão) para com as demais Partes do presente Contrato.

(b) Se a Compradora rescindir o presente Contrato com base na Cláusula 9.1(a)(iv) acima, a Vendedora pagará à Compradora, em fundos imediatamente disponíveis e plenamente transferíveis, multa compensatória no valor de €100.000.000,00 no prazo de dez Dias Úteis a contar da data de rescisão. A multa compensatória aqui prevista não será cumulativa com qualquer outra multa contida no presente Contrato.

(c) Se a Vendedora rescindir o presente Contrato com base na Cláusula 9.1(a)(v) acima, a Compradora pagará à Vendedora, em fundos imediatamente disponíveis e plenamente transferíveis, multa compensatória no valor de €100.000.000,00 no prazo de dez Dias Úteis a contar da data de rescisão. A multa compensatória aqui prevista não será cumulativa com qualquer outra multa contida no presente Contrato.

(d) Não obstante qualquer disposição em sentido contrário contida no presente Contrato, a não ocorrência da Assembléia Geral da CEMIG para ratificar o presente Contrato (por motivos que não a omissão da CEMIG em convocar a referida Assembléia Geral) ou a não obtenção da ratificação em questão e a rescisão do presente Contrato em decorrência da falta de ratificação não imporão à Compradora, à Garantidora ou à Vendedora qualquer obrigação de pagar qualquer multa, honorário, Perdas e Danos, multa compensatória, sejam de que natureza forem, nem de outro modo imporão qualquer outra responsabilidade à Compradora, à Garantidora ou à Vendedora.

(e) As disposições das Cláusulas 6.2, 6.3, 6.6, 9.1, 9.2, 10.1, 10.3, 10.5, 10.6 e 10.7 subsistirão a qualquer rescisão do presente instrumento em conformidade com a Cláusula 9.1 acima.

CAPÍTULO X
DISPOSIÇÕES GERAIS

10.1. Notificações. Todas as notificações, solicitações e demais comunicações a qualquer Parte do presente instrumento tomarão a forma escrita (inclusive transmissão de telefax) e serão enviadas para o endereço ou número de telefax indicado para a Parte em questão no Anexo 10.1 do presente instrumento ou, conforme instruções de qualquer Parte, para outro endereço que venha a ser designado pela Parte em questão por meio de notificação por escrito às demais Partes em conformidade com o presente instrumento. Todas essas notificações, solicitações e demais comunicações serão havidas por recebidas na

data de seu recebimento pela respectiva parte recebedora, se recebida antes das 18 horas no local de recebimento e se o dia em questão for Dia Útil no local de recebimento. Caso contrário, qualquer tal notificação, solicitação ou comunicação será havida por não ter sido recebida até o Dia Útil imediatamente subseqüente no local de recebimento.

10.2. Alterações e Renúncias. (a) Qualquer disposição do presente Contrato poderá ser alterada ou renunciada antes da Data de Fechamento, caso a alteração ou renúncia em questão seja consignada em instrumento escrito, assinado, no caso de alteração, pelas Partes do presente Contrato ou, no caso de renúncia, pela Parte em face de quem a renúncia deva entrar em vigor.

(b) Nenhuma omissão ou atraso de qualquer Parte em exercer qualquer direito, poder ou prerrogativa aqui previsto constituirá renúncia do direito, poder ou prerrogativa em questão, nem qualquer exercício isolado ou parcial do direito, poder ou prerrogativa em questão impedirá qualquer outro ou ulterior exercício do direito, poder ou prerrogativa em questão, ou o exercício de qualquer outro direito, poder ou prerrogativa. Os direitos e remédios jurídicos aqui previstos serão cumulativos e não excludentes de quaisquer direitos ou remédios jurídicos previstos em lei.

10.3. Despesas. Ressalvadas as disposições em sentido contrário aqui contidas, todos os custos e despesas incorridos em função do presente Contrato serão pagos pela Parte que incorrer no custo ou despesa em questão.

10.4. Sucessores e Cessionários. As disposições do presente Contrato vincularão e aproveitarão às Partes contratantes e a seus respectivos sucessores e cessionários, ficando estabelecido que nenhuma Parte poderá ceder, delegar ou de outro modo transferir qualquer de seus direitos ou obrigações decorrentes do presente Contrato, sem o consentimento por escrito de cada uma das demais Partes contratantes, ressalvando-se que a Compradora poderá, a seu exclusivo critério e sem necessidade do consentimento da Vendedora, ceder o presente Contrato e seus direitos e obrigações aqui previstos a qualquer de suas Afiliadas ou a qualquer Pessoa Controlada ou não pela Compradora ou pela CEMIG, desde que as obrigações do cessionário em questão sejam garantidas pela CEMIG nos mesmos termos da garantia estipulada na Cláusula 10.5 abaixo.

10.5. Garantia da Controladora. (a) A CEMIG por este ato, isolada e solidariamente, garante todas as obrigações e compromissos da Compradora decorrentes do presente Contrato, ficando obrigada e responsável nos termos aqui previstos, na qualidade de principal devedora e não mera garantidora, na mesma extensão e nas mesmas condições que a Compradora esteja obrigada e seja responsável (ficando entendido que quaisquer obrigações da Companhia nos termos do Empréstimo entre Partes Relacionadas ou de pagar quaisquer valores devidos nos termos do Empréstimo entre Partes Relacionadas não estão garantidas pela CEMIG). Para os fins desta Cláusula 10.5, a CEMIG renuncia irrevogavelmente a seus direitos ao amparo dos arts. 364, 366, 827, 834, 835, 838 e 839 do Código Civil Brasileiro e art. 595 do Código de Processo Civil Brasileiro.

10.6. Lei de Regência. O presente Contrato será regido e interpretado de acordo com as leis da República Federativa do Brasil.

10.7. Arbitragem. (a) As Partes envidarão seus respectivos melhores esforços para dirimir amigavelmente quaisquer litígios, dúvidas ou divergências a respeito da interpretação ou aplicação de qualquer disposição do presente Contrato, bem como qualquer litígio, dúvida ou divergência relacionado à sua existência, validade, exeqüibilidade, violação ou rescisão. Se qualquer tal litígio, dúvida ou divergência não for assim dirimido, cada Parte terá o direito de submetê-lo a arbitragem para solução final. Nessa hipótese, as Partes ficarão obrigadas a aderir ao procedimento arbitral e a abster-se de submeter o litígio ao Judiciário.

(b) As Partes pactuam que quaisquer litígios decorrentes do presente Contrato ou a ele relacionados serão dirimidos em caráter final por arbitragem segundo as Regras de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional à época em vigor (as "Regras da CCI"), por uma junta arbitral nomeada em conformidade com as Regras da CCI. O tribunal arbitral será composto de três árbitros, um designado pela Vendedora, um designado pela Compradora e pela CEMIG em conjunto, e um terceiro que será o presidente do tribunal arbitral, escolhido mediante avença de comum acordo dos dois árbitros designados.

Na hipótese de os dois árbitros não lograrem consenso quanto à escolha do presidente, este será escolhido em conformidade com as Regras da CCI.

(c) A sede da arbitragem será a Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, Brasil. O idioma português será utilizado ao longo de todo o procedimento arbitral. A sentença arbitral será proferida no Brasil, no prazo de seis meses a contar da instauração do tribunal arbitral. Se necessário, o referido prazo poderá ser prorrogado pelo tribunal arbitral por um período adicional de seis meses, ou período diverso, caso haja justificativa razoável por parte do tribunal arbitral.

(d) A sentença arbitral será definitiva, vinculante e não ficará sujeita a recurso, homologação judicial ou qualquer remédio por parte de qualquer tribunal, podendo qualquer sentença arbitral ser reconhecida e executada em qualquer tribunal competente. A(s) Parte(s) vencida(s) indenizará a(s) Parte(s) vencedora(s) por todos os seus custos e despesas incorridos com o procedimento arbitral, inclusive honorários advocatícios.

(e) Cada uma das Partes reserva-se o direito de requerer tutela judicial em qualquer jurisdição competente para: (i) compelir a instituição de arbitragem; (ii) obter medidas coercitivas ou cautelares relativamente a matérias urgentes, sendo que nenhuma dessas medidas será interpretada como dispensa do procedimento arbitral supramencionado; e (iii) executar qualquer deliberação dos árbitros, inclusive a decisão final da arbitragem. Os Tribunais do Estado do Rio de Janeiro terão competência para as matérias previstas nesta alínea (e), sem limitar a capacidade de cada Parte de buscar quaisquer dessas medidas em qualquer outro tribunal competente.

(f) Cada Parte manterá em caráter confidencial todas e quaisquer informações referentes a qualquer procedimento arbitral aqui previsto e não divulgará quaisquer tais informações sem o consentimento prévio por escrito das demais Partes, salvo à medida a divulgação das informações em questão seja exigida por Lei, ordem judicial ou por autoridade administrativa ou judiciária.

10.8. Cabeçalhos. Os cabeçalhos descritivos contidos no presente Contrato destinam-se a conveniência de referência apenas, não devendo afetar de qualquer modo o significado ou interpretação do presente Contrato.

10.9. Valores Denominados em Moeda Estrangeira. Ressalvadas as disposições em contrário contidas no presente Contrato, o equivalente em Reais de quaisquer valores expressos em Euros contidos no presente Contrato será calculado pela média das taxas de compra e venda de Euros obtida na tela do Banco Central do Brasil operação PTAX800 – Opção 5 no fechamento do Dia Útil imediatamente anterior à data em que o valor em questão seja calculado.

10.10. Autonomia. Se qualquer termo ou outra disposição do presente Contrato for inválido, ilegal ou inexeqüível, todos os demais termos e disposições do presente Contrato permanecerão, não obstante, em pleno vigor, desde que o substrato econômico ou jurídico das operações aqui previstas não seja afetado de qualquer forma significativamente adversa a qualquer Parte. Quando da determinação de que qualquer termo ou outra disposição seja inválido, ilegal ou inexeqüível, as Partes contratantes negociarão de boa-fé a fim de modificar o presente Contrato de sorte a levar a efeito a intenção original das Partes o mais próximo possível de maneira aceitável para que as operações aqui contempladas sejam consumadas conforme originalmente previsto na extensão máxima possível.

10.11. Remédios Não Excludentes. Os remédios estipulados no presente Contrato são cumulativos, sendo certo que o exercício de um direito ou remédio não impedirá qualquer Parte de exercer qualquer outro direito ou remédio em face da outra Parte, ressalvadas as disposições em contrário contidas no presente Contrato. Cada Parte fará jus a todos os demais remédios cabíveis nos termos da Lei aplicável em acréscimo aos remédios expressamente mencionados no presente Contrato.

10.12. Execução Específica. As Partes pactuam que as obrigações impostas a elas no presente Contrato são especiais, únicas e de natureza extraordinária, e que na hipótese de violação por qualquer Parte, indenização por perdas e danos não constituiria remédio adequado ou suficiente, devendo cada uma das demais Partes fazer jus a execução específica e medida cautelar em acréscimo a qualquer outro remédio a que possa fazer jus, nos termos da lei ou da equidade; e as Partes contratantes comprometem-se, ademais,

a dispensar qualquer exigência de prestação de garantia ou caução no tocante à obtenção de qualquer tal medida cautelar ou outra tutela nos termos da equidade. As Partes pactuam que todas as obrigações assumidas por elas no presente instrumento estão sujeitas a — e gozarão do benefício da — execução específica em conformidade com os arts. 461, 466-A e 466-B do Código de Processo Civil Brasileiro.

10.13. Terceiros Beneficiários. Nenhuma disposição do presente Contrato pretende conferir a qualquer Pessoa, que não às Partes contratantes e a seus sucessores e cessionários permitidos quaisquer direitos ou remédios aqui previstos.

10.14. Totalidade das Avenças. O presente Contrato constitui a totalidade das avenças havidas entre as Partes no tocante ao seu objeto, cancelando e substituindo todas as avenças e entendimentos anteriores, verbais e escritos, havidos entre as Partes no tocante ao objeto do presente Contrato.

(página de assinatura do Contrato de Compra e Venda de Ações, datado de 23 de abril de 2009, celebrado entre Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A., Cemig Geração e Transmissão S.A. e Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig, na qualidade de interveniente)

Em testemunho do que, as Partes fizeram com que o presente Contrato de Compra e Venda de Ações fosse devidamente firmado por seus respectivos administradores autorizados na data a princípio consignada.

Vendedora:

TERNA – RETE ELETTRICA NAZIONALE S.P.A.

(assinatura ilegível)
Nome: Flavio Cattaneo
Cargo: *L´Administratore Delegato*

(em branco)
Nome: (em branco)
Cargo: (em branco)

Compradora:

CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.

(assinatura ilegível)
Nome: Djalma Bastos de Morais
Cargo: Diretor Presidente

(assinatura ilegível)
Nome: José Carlos de Mattos
Cargo: Diretor de Desenvolvimento de Novos Negócios

Interveniente:

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

(assinatura ilegível)
Nome: Djalma Bastos de Morais
Cargo: Diretor Presidente

(assinatura ilegível)
Nome: José Carlos de Mattos
Cargo: Diretor de Desenvolvimento de Novos Negócios

Testemunhas:

(assinatura ilegível)
Nome: Luiz Felipe da Silva Veloso
CPF: 432.907.286-68

(em branco)
Nome: (em branco)
CPF: (em branco)

****

ANEXO 1.1(a)-I
CONTRATOS DE CONCESSÃO

(i) Contrato de Concessão nº 95/2000 firmado em 20 de dezembro de 2000 entre Novatrans Energia S.A. e a ANEEL, conforme aditado.

(ii) Contrato de Concessão nº 97/2000 firmado em 20 de dezembro de 2000 entre a TSN – Transmissora Sudeste Nordeste S.A. ("TSN") e a ANEEL, conforme aditado.

(iii) Contrato de Concessão nº 40/2000 firmado em 12 de maio de 2000 entre a ETEO – Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A. e a ANEEL, conforme aditado.

(iv) Contrato de Concessão nº 01/2002 firmado em 21 de janeiro de 2002 entre a TSN (inicialmente celebrado por Goiana Transmissora de Energia S.A. – GTESA) e a ANEEL, conforme aditado.

(v) Contrato de Concessão nº 87/2002 firmado em 11 de dezembro de 2002 entre a TSN (inicialmente celebrado por Paraíso Açú Transmissora de Energia S.A. – PATESA) e a ANEEL, conforme aditado.

(vi) Contrato de Concessão nº 82/2002 firmado em 18 de dezembro de 2002 entre a Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. - ETAU e a ANEEL, conforme aditado.

(vii) Contrato de Concessão nº 06/2004 firmado em 18 de fevereiro de 2004 entre a TSN (inicialmente celebrado por Munirah Transmissora de Energia S.A.) e a ANEEL, conforme aditado.

(viii) Contrato de Concessão nº 03/2008 firmado em 17 de março de 2008 entre Brasnorte Transmissora de Energia S.A. e a ANEEL, conforme aditado.

****

ANEXO 1.1(a)-II
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DE REFERÊNCIA

(i) Demonstrações Financeiras de Referência da Terna Participações S.A. (Apenso 1.1(a)-II-(i)).

(ii) Demonstrações Financeiras de Referência da Novatrans Energia S.A. (Apenso 1.1(a)-II-(ii)).

(iii) Demonstrações Financeiras de Referência da TSN – Transmissora Sudeste Nordeste S.A. (Apenso 1.1(a)-II-(iii).

(iv) Demonstrações Financeiras de Referência da ETEO – Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A. (Apenso 1.1(a)-II-(iv)).

(v) Demonstrações Financeiras de Referência da Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. – ETAU (Apenso 1.1(a)-II-(v)).

(vi) Demonstrações Financeiras de Referência da Brasnorte Transmissora de Energia S.A. (Apenso 1.1(a)-II(vi)).

(vii) Demonstrações Financeiras de Referência da Terna Serviços Ltda. (Apenso 1.1(a)-II-(vii)).

****

APENSO 1.1(a)-II-(i)

Nota do Tradutor: Constavam demonstrações financeiras redigidas em idioma português da Terna Participações S.A.

****

APENSO 1.1(a)-II-(ii)

Nota do Tradutor: Constavam demonstrações financeiras redigidas em idioma português da Novatrans Energia S.A.

****

APENSO 1.1(a)-II-(iii)

Nota do Tradutor: Constavam demonstrações financeiras redigidas em idioma português da TSN – Transmissora Sudeste Nordeste S.A.

****

APENSO 1.1(a)-II-(iv)

Nota do Tradutor: Constavam demonstrações financeiras redigidas em idioma português da ETEO – Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A.

****

APENSO 1.1(a)-II-(v)

Nota do Tradutor: Constavam demonstrações financeiras redigidas em idioma português da Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. – ETAU

****

APENSO 1.1(a)-II-(vi)

Nota do Tradutor: Constavam demonstrações financeiras redigidas em idioma português da Brasnorte Transmissora de Energia S.A.

****

APENSO 1.1(a)-II-(vii)

Nota do Tradutor: Constavam demonstrações financeiras redigidas em idioma português da Terna Serviços Ltda.

****

ANEXO 2.3(b)(v)
MODELO DE RENÚNCIA E QUITAÇÃO DE CONSELHEIROS

RENÚNCIA E QUITAÇÃO

Eu, ________________, por este ato renuncio, com vigência a partir de [Data de Fechamento], a meu cargo de membro do conselho de administração da ________________ (a "Companhia") e, em caráter irrevogável e irretratável, reconheço o pagamento e liquidação pela Companhia de todas as suas obrigações para comigo no que diz respeito a meu cargo de conselheiro e, em caráter pleno, irrevogável e irretratável, dou quitação à Companhia de todas e quaisquer responsabilidades e pretensões, sejam de que natureza forem, quer opostas quer não, conhecidas ou não, que eu possa, atualmente ou no futuro, ter em face da Companhia no que diz respeito ao meu cargo de membro do conselho de administração da Companhia.

[*Local*[, [*Data*]

[CONSELHEIRO]

****

ANEXO 2.3(b)(vi)
MODELO DE QUITAÇÃO DE CONSELHEIROS E DIRETORES

Por este ato faz-se referência à Cláusula 2.3(b)(vi) do Contrato de Compra e Venda de Ações, datado de 23 de abril de 2009 (o "CCVA"), celebrado entre Cemig Geração e Transmissão S.A. ("Compradora") e Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A. e, na qualidade de interveniente, Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig ("Cemig"). Em nossa qualidade de Compradora e Garantidora nos termos do CCVA, por este ato, em caráter pleno, irrevogável e irretratável, damos quitação [ao Sr.] [à Sra.] ______________ [diretor/conselheiro] (o "Administrador") da ____________________ de todas e quaisquer responsabilidades e pretensões, sejam de que natureza forem, quer opostas quer não, conhecidas ou não, que possamos, atualmente ou no futuro, ter em face do Administrador no que diz respeito ao seu cargo de [conselheiro][diretor] da ____________________, salvo à medida que quaisquer tais responsabilidades ou pretensões decorram de culpa, fraude ou dolo, ou de violação do Estatuto Social da ______________.

Rio de Janeiro, [*data*]

CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.

______________________________	______________________________
Nome:	Nome:
Cargo:	Cargo:

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

______________________________	______________________________
Nome:	Nome:
Cargo:	Cargo:

****

ANEXO 3.1
PARTICIPAÇÃO SOCIETÁRIA EM OUTRAS EMPRESAS

Nota do Tradutor: Constava organograma demonstrativo de participações societárias não incluído na presente tradução.

ANEXO 3.3
APROVAÇÕES GOVERNAMENTAIS

(i) ANEEL

Em conformidade com a legislação brasileira e os contratos de concessão firmados pelas Subsidiárias da Companhia, a transferência de controle das concessionárias de transmissão de eletricidade, direta ou indireta, requer a aprovação prévia e expressa da ANEEL.

(ii) CADE

Considerando as disposições do art. 54 da Lei nº 8.884 de 11 de junho de 1994 (Lei Antitruste), qualquer ato ou acordo realizado ou que possa produzir quaisquer efeitos no território brasileiro, que possa limitar ou de algum modo prejudicar a livre concorrência, ou mesmo resultar no controle sobre certo mercado relevante de bens ou serviços será submetido à aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica.

****

ANEXO 3.4(c)
AUSÊNCIA DE INFRAÇÃO

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL ("BNDES")

(i) Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito celebrado entre TSN – Transmissora Sudeste Nordeste S.A. ("TSN") e BNDES em 23 de outubro de 2002, no valor de R$556.789.000,00. Em conformidade com o referido contrato, qualquer transferência de controle (direta ou indireta) da tomadora deverá ser previamente submetida à aprovação do BNDES. O descumprimento desta obrigação poderá acarretar a antecipação de vencimento do empréstimo.

(ii) Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Goiana Transmissora de Energia S.A. – "GTESA") e o BNDES, em 3 de outubro de 2003, no valor de R$10.210.882,00. Em conformidade com o referido contrato, qualquer transferência de controle (direta ou indireta) da tomadora deverá ser previamente submetida à aprovação do BNDES. O descumprimento desta obrigação poderá acarretar a antecipação de vencimento do empréstimo.

(iii) Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Paraíso Açú Transmissora de Energia S.A. – "PATESA") e o BNDES, em 12 de janeiro de 2004, no valor de R$25.060.400,00. Em conformidade com o referido contrato, qualquer transferência de controle (direta ou indireta) da tomadora deverá ser previamente submetida à aprovação do BNDES. O descumprimento desta obrigação poderá acarretar a antecipação de vencimento do empréstimo.

(iv) Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Munirah Transmissora de Energia S.A. – "Munirah") e o BNDES, em 22 de abril de 2005, no valor de R$60.802.508,96. Em conformidade com o referido contrato, qualquer transferência de controle (direta ou indireta) da tomadora deverá ser previamente submetida à aprovação do BNDES. O descumprimento desta obrigação poderá acarretar a antecipação de vencimento do empréstimo.

(v) Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito celebrado entre Novatrans Energia S.A. ("Novatrans") e o BNDES, em 19 de abril de 2004, no valor de R$431.816.000,00. Em conformidade com o referido contrato, qualquer transferência de controle (direta ou indireta) da tomadora deverá ser previamente submetida à aprovação do BNDES. O descumprimento desta obrigação poderá acarretar a antecipação de vencimento do empréstimo.

(vi) Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito celebrado entre Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. - ETAU ("ETAU") e o BNDES, em 30 de agosto de 2005, no valor de R$81.423.000,00. Em conformidade com o referido contrato, qualquer transferência de controle (direta ou indireta) da tomadora deverá ser previamente submetida à aprovação do BNDES. O descumprimento desta obrigação poderá acarretar a antecipação de vencimento do empréstimo.

OUTROS CREDORES

(vii) Contrato de Abertura de Crédito celebrado entre Novatrans e Santander Banespa S.A., BNP Paribas Brasil S.A. e Banco Citibank S.A. ("Bancos"), em 15 de dezembro de 2006, no valor de R$113.395.428,60. Em conformidade com o referido contrato, qualquer transferência de controle (direta ou indireta) da tomadora deverá ser previamente submetida à aprovação dos Bancos. O descumprimento desta obrigação poderá acarretar a antecipação de vencimento do empréstimo.

(viii) Contrato de Abertura de Crédito Fixo celebrado entre Novatrans e Banco ABN Amro Real S.A. e Banco Itaú BBA S.A. ("Bancos Repassadores"), em 19 de abril de 2004, no valor de R$118.749.000,00. Em conformidade com o referido contrato, qualquer transferência de controle (direta ou indireta) da tomadora deverá ser previamente submetida à aprovação dos Bancos Repassadores e à aprovação do

BNDES. O descumprimento desta obrigação poderá acarretar a antecipação de vencimento do empréstimo.

ANEEL

(ix) Contrato de Concessão nº 95/2000 celebrado em 20 de dezembro de 2000 entre Novatrans e ANEEL conforme aditado.

(x) Contrato de Concessão nº 97/2000 celebrado em 20 de dezembro de 2000 entre TSN e ANEEL conforme aditado.

(xi) Contrato de Concessão nº 40/2000 celebrado em 12 de maio de 2000 entre ETEO – Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A. e ANEEL conforme aditado.

(xii) Contrato de Concessão nº 01/2002 celebrado em 21 de janeiro de 2002 entre TSN (inicialmente celebrado pela GTESA) e ANEEL conforme aditado.

(xiii) Contrato de Concessão nº 87/2002 celebrado em 21 de janeiro de 2002 entre TSN (inicialmente celebrado pela PATESA) e ANEEL conforme aditado.

(xiv) Contrato de Concessão nº 82/2002 celebrado em 18 de dezembro de 2002 entre ETAU e ANEEL conforme aditado.

(xv) Contrato de Concessão nº 06/2004 celebrado em 18 de fevereiro de 2004 entre TSN (inicialmente celebrado pela Munirah) e ANEEL conforme aditado.

(xvi) Contrato de Concessão nº 03/2008 celebrado em 17 de março de 2008 entre Brasnorte Transmissora de Energia S.A. e ANEEL conforme aditado.

CADE

(xvii) Considerando as disposições do art. 54 da Lei nº 8.884 de 11 de junho de 1994 (Lei Antitruste), qualquer ato ou acordo realizado ou que possa produzir quaisquer efeitos no território brasileiro, que possa limitar ou de algum modo prejudicar a livre concorrência, ou mesmo resultar no controle sobre certo mercado relevante de bens ou serviços será submetido à aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica.

****

ANEXO 3.5(a)
CONTENCIOSO

(i) Planilha de Contencioso (Apenso 3.5(a)(i)).

****

APENSO 3.5(a)(i)

Nota do Tradutor: O apenso em questão encontrava-se redigido em idioma português, não constando da presente tradução.

****

ANEXO 3.6(a)
RELAÇÃO DAS EMPRESAS DO GRUPO

(i) TERNA PARTICIPAÇÕES S.A., companhia aberta devidamente constituída segundo as leis do Brasil, inscrita no Ministério da Fazenda sob nº 07.859.971/0001.30 e na Junta Comercial do Estado do

Rio de Janeiro sob NIRE 33.3.00278.43-5, com sede na Praça XV de Novembro 20, sala 1003, parte, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, Brasil.

(ii) TSN - TRANSMISSORA SUDESTE NORDESTE S.A., sociedade constituída e existente segundo as leis do Brasil, inscrita no Ministério da Fazenda sob nº 04.102.424/0001-18 e na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro sob NIRE 33.3.00269.25-8, com sede na Praça XV de Novembro 20, sala 1003, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, Brasil.

(iii) NOVATRANS ENERGIA S.A., sociedade constituída e existente segundo as leis do Brasil, inscrita no Ministério da Fazenda sob nº 04.103.194/0001-01 e na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro sob NIRE 33.3.00270.31-1, com sede na Praça XV de Novembro 20, sala 1002, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, Brasil.

(iv) ETEO - EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO OESTE S.A., sociedade constituída e existente segundo as leis do Brasil, inscrita no Ministério da Fazenda sob nº 03.723.755/0001-02, e na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro sob NIRE 33.3.28751-5, com sede na Praça XV de Novembro 20, sala 1003, parte, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, Brasil.

(v) EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ALTO URUGUAI S.A. - ETAU, sociedade constituída e existente segundo as leis do Brasil, inscrita no Ministério da Fazenda sob nº 05.063.249/0001-60 e na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro sob NIRE 33.3.0028722-1, com sede na Praça XV de Novembro 20, sala 1003, parte, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, Brasil.

(vi) BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A., sociedade constituída e existente segundo as leis do Brasil, inscrita no Ministério da Fazenda sob nº 09.274.998/0001-97 e na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro sob NIRE 33.3.0028494-0, com sede na Praça XV de Novembro 20, sala 1003, parte, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, Brasil.

(vii) TERNA SERVIÇOS Ltda., sociedade limitada constituída e existente segundo as leis do Brasil, inscrita no Ministério da Fazenda sob nº 09.362266/0001-59 e na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro sob NIRE 33.2.0804539-0, com sede na Praça XV de Novembro 20, sala 1003, parte, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, Brasil.

CAPITAL SOCIAL

(i) TERNA PARTICIPAÇÕES S.A.

Acionistas	**Ações Ordinárias**	%	**Ações Preferenciais**	%	**Total**	%
Vendedora	173.537.108	85,27	20.000	0,03	173.557.128	65,87
Genesis Asset Managers, LLP	1.584.093	0,78	3.168.187	5,28	4.752.280	1,8
Fidelity Invest Trust Latin American Fund	1.590.200	0,78	3.180.400	5,30	4.770.600	1,81
Morgan Stanley Uruguai	2.546.238	1,25	5.092.476	8,49	7.638.714	2,89
Conselho de Administração	5	0	0	0	0	0
Outros	24.246.709	11,92	48.493.417	80,90	72.740.131	27,6
Total	**203.504.353**	**100**	**59.954.480**	**100**	**263.458.833**	**100**

(ii) NOVATRANS ENERGIA S.A.

Acionistas	**Ações Ordinárias**	**%**	**Ações Preferenciais**	**%**	**Total**	**%**
Companhia	360.750.396	100	84.376.964	100	445.127.360	100
Conselho de Administração	4	**0**	0	**0**	4	**0**

Total	**360.750.400**	**100**	**84.376.964**	**100**	**445.127.364**	**100**

(iii) TSN - TRANSMISSORA SUDESTE NORDESTE S.A.

Acionistas	**Ações Ordinárias**	**%**	**Ações Preferenciais**	**%**	**Total**	**%**
Companhia	219.999.996	100	125.685.809	100	345.685.805	100
Conselho de Administração	4	**0**	0	**0**	4	**0**
Total	**220.000.000**	**100**	**125.685.809**	**100**	**345.685.809**	**100**

(iv) EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ALTO URUGUAI S.A. - ETAU

Acionistas	**Ações Ordinárias**	%	**Total**	%
Companhia	18.349.307	52,58	18.349.307	52,58
Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	9.566.981	27,41	9.566.981	27,41
DME Enérgica Ltda,	3.489.534	9,9	3.489.534	9,9
Cia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	3.489.534	9,9	3.489.534	9,9
Conselho de Administração	8	0,0003	8	0,0003
Total	**34.895.364**	**100**	**34.895.364**	**100**

(v) ETEO - EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO OESTE S.A.

Acionistas	**Ações**	**%**	**Ações Preferenciais**	**%**	**Total**	**%**
Companhia	10.970.047	100	31.718.035	100	42.688.086	100
Conselho de Administração	4	**0**	0	**0**	**4**	**0**
Total	**10.970.051**	**100**	**31.718.035**	**100**	**42.688.086**	**100**

(vi) BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

Acionistas	**Ações Ordinárias**	%	**Total**	%
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte	39.599.998	44,9	39.599.998	44,9
Companhia	30.799.998	34,9	30.799.998	34,9
Bimetal Industria e Comércio de Produtos Metalúrgicos Ltda,	17.599.999	19,9	17.599.999	19,9
Conselho de Administração	5	0,0006	5	0,0006
Total	**88.000.000**	**100**	**88.000.000**	**100**

(vii) TERNA SERVIÇOS Ltda.

Quotistas	**Quotas**	**%**
Sociedade	18.410.999	100
Ari César Paiva de Almeida	1	**0**
Total	**18.411.000**	**100**

****

ANEXO 3.6(b)
OPÇÕES E CONVERSÍVEIS

DIREITO DE PREFERÊNCIA

(i) Em conformidade com o Acordo de Acionistas da Brasnorte celebrado entre a Companhia e os Outros Acionistas da Brasnorte (Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte e Bimetal Indústria e Comércio de Produtos Metalúrgicos Ltda.) em 7 de dezembro de 2007, na hipótese de qualquer acionista desejar vender qualquer de suas ações ordinárias de emissão da Brasnorte Transmissora de Energia S.A. a terceiros, os outros acionistas terão direito de preferência relativamente à aquisição das ações em questão.

(ii) Em conformidade com o Acordo de Acionistas da ETAU celebrado entre a Companhia e os Outros Acionistas da ETAU (Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, DME Energética Ltda. e Eletrosul Centrais Elétricas S.A.) em 12 de agosto de 2004, conforme aditado, na hipótese de qualquer acionista desejar vender qualquer de suas ações ordinárias de emissão da Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. – ETAU a terceiros, os outros acionistas terão direito de preferência relativamente à aquisição das ações em questão.

<u>OPÇÃO DE *UNITS*</u>

(iii) A Assembléia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 14 de dezembro de 2006 aprovou a estabelecimento de plano de opção de *Units* para diretores e empregados da Companhia e suas Subsidiárias. A opção de *Units* outorgada a diretores e empregados da Companhia será exercida até 31 de dezembro de 2011.

	Tranche 1		Tranche 2		Tranche 3			Saldo	
	Units	Exercidas	*Units*	Exercidas	Units	Exercidas	*Units*	ON	PN
Giovanni Giovanelli*	28.278	28.278	28.278	28.278	37.704	37.704			
Cláudio Marchiori	10.019	10.019	10.019	10.019	13.358		13.358	13.358	26.716
Camille Loyo Faria*	10.745	10.745	10.745	10.745			.		j

* Deixaram de ser diretores/empregados da Companhia.

****

<u>ANEXO 3.6(d)</u>
ACORDOS DE ACIONISTAS

(i) Acordo de Acionistas da Brasnorte celebrado entre a Companhia e os Outros Acionistas da Brasnorte (Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte e Bimetal Indústria e Comércio de Produtos Metalúrgicos Ltda.) em 7 de dezembro de 2007.

(ii) Acordo de Acionistas da ETAU celebrado entre a Companhia e os Outros Acionistas da ETAU (Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, DME Energética Ltda. e Eletrosul Centrais Elétricas S.A.) em 12 de agosto de 2004, conforme aditado.

****

<u>ANEXO 3.7</u>
AVERBAÇÕES REGULAMENTARES

(i) De acordo com os contratos de concessão, as concessionárias estão obrigadas a protocolar junto à ANEEL, em bases regulares, algumas informações financeiras, tais como suas receitas e balanços mensais, trimestrais e anuais. Algumas dessas informações foram entregues fora do prazo, conforme declarado no Apenso 3.7.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

****

APENSO 3.7

Nota do Tradutor: O apenso em questão encontrava-se redigido em idioma português, não constando da presente tradução.

****

ANEXO 3.10
INVESTIMENTO ESTRANGEIRO REGISTRADO JUNTO AO BANCO CENTRAL DO BRASIL

VALOR DO INVESTIMENTO

(i) €186.880.697,91 e US$16.329.008,37; ou

(ii) US$262.577.966,39.

a) NÚMERO DE AÇÕES DE EMISSÃO DA COMPANHIA

(I) 173.527.113

****

ANEXO 3.12(a)
PROPRIEDADE INTELECTUAL

(1) A Companhia implementou, em 2008, o sistema SAP. Os serviços de suporte do sistema SAP à Companhia e a suas Subsidiárias são contratados diretamente pela Vendedora na Itália. A Vendedora não cobrou, até o momento, da Companhia as despesas correlatas e por este ato renuncia a qualquer direito que possa ter de cobrar quaisquer tais taxas e despesas. Adicionalmente, o servidor pertence à Vendedora e está localizado em suas dependências na Itália. Qualquer falha técnica da Vendedora na Itália ou na conexão entre a Vendedora ou a Companhia poderá fazer com que a Companhia fique sujeita a falta de sistema para suportar seus negócios ou operações, o que poderia prejudicar os resultados financeiros das concessionárias e a avaliação da Companhia. A utilização pela Companhia e suas Subsidiárias do sistema SAP cessará quando a Vendedora deixar de ser Acionista Controladora e suas Subsidiárias.

****

ANEXO 3.13(b)
INFORMAÇÕES FINANCEIRAS; CONTABILIDADE

(i) De acordo com as regras da Bolsa de Valores de São Paulo – BVSP ("Bovespa") a Terna Participações S.A. tinha a obrigação de apresentar suas demonstrações financeiras de 2008 até 30 de abril de 2009 em conformidade com as *International Financial Reporting Standards* (Normas Internacionais de Informação Financeira) – IFRS. Devido a dificuldades, complexidade e riscos de erro de interpretação relacionados à implementação de algumas regras específicas (IFRIC12 e IAS18), a Companhia solicitou e obteve dispensas da Bovespa, de acordo com as cartas anexas (Apenso 3.13(b)(i)) a fim de ser autorizada a apresentar as referidas demonstrações financeiras somente após essas regras serem exaustivamente discutidas e no momento em que houver consenso quanto à interpretação entre os operadores e as Autoridades Governamentais.

(ii) Em dezembro de 2008, a ANEEL expediu o Ofício Circular 2775/08 estabelecendo algumas regras que deveriam ser observadas pelas concessionárias quando da elaboração de suas demonstrações financeiras de 2008. Entre outras, havia duas regras específicas propondo reclassificações de receitas (linearização) e valor terminal de concessões. A Companhia, juntamente com outros operadores do setor, representada pela Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústria de Base – ABDID, teve êxito na exclusão e não aplicação dessas regras específicas em 2008. A ANEEL, no âmbito do Ofício Circular

127/09, que está excluindo as mencionadas regras (Apenso 3.13(b)(ii)), confirmou seu interesse em concluir as discussões acerca das duas regras mencionadas em 2009.

****

APENSO 3.13(b)(i)

Nota do Tradutor: O apenso em questão continha documentos redigidos em idioma português.

****

APENSO 3.13(b)(ii)

Nota do Tradutor: O apenso em questão continha o Ofício Circular nº 127/2009 – SFF/ANEEL e o Ofício Circular nº 2.775/2008-SFF/ANEEL, ambos redigidos em idioma português.

****

ANEXO 3.14
PARTE RELACIONADA

(i) A Companhia implementou, em 2008, o sistema SAP. Os serviços de suporte do sistema SAP à Companhia e a suas Subsidiárias são contratados diretamente pela Vendedora na Itália. A Vendedora não cobrou, até o momento, da Companhia as despesas correlatas e por este ato renuncia a qualquer direito que possa ter de cobrar quaisquer tais honorários e despesas. Adicionalmente, o servidor pertence à Vendedora e está localizado em suas dependências na Itália. Qualquer falha técnica do servidor na Itália ou na conexão entre a Vendedora e a Companhia poderá fazer com que a Companhia fique sujeita a falta de sistema para suportar seus negócios ou operações, o que poderia prejudicar os resultados financeiros das concessionárias e a avaliação da Companhia. A utilização pela Companhia e suas Subsidiárias do sistema SAP cessará quando a Vendedora deixar de ser acionista controladora da Companhia e suas Subsidiárias.

****

ANEXO 3.15(a)
CONTRATOS RELEVANTES

b) CONTRATOS DE EMPRÉSTIMO

(i) Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito firmado entre TSN – Transmissora Sudeste Nordeste S.A. ("TSN") e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES"), em 23 de outubro de 2002, no valor de R$556.789.000,00.

(ii) Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito firmado entre TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Goiana Transmissora de Energia S.A. ("GTESA")) e o BNDES, em 3 de outubro de 2003, no valor de R$10.210.882,00.

(iii) Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito firmado entre TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Paraíso Açú Transmissora de Energia S.A. ("PATESA")) e o BNDES, em 12 de janeiro de 2004, no valor de R$25.060.400,00.

(iv) Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito firmado entre TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Munirah Transmissora de Energia S.A. ("Munirah")) e o BNDES, em 12 de janeiro de 2004, no valor de R$60.802.508,96.

(v) Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito firmado entre Novatrans Energia S.A. ("Novatrans") e o BNDES, em 19 de abril de 2004, no valor de R$431.816.000,00.

(vi) Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito firmado entre a Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. - ETAU ("ETAU") e o BNDES, em 3 de agosto de 2005, no valor de R$81.423.000,00.

(vii) Contrato de Abertura de Crédito firmado entre a Novatrans, Santander Banespa S.A., BNP Paribas Brasil S.A. e Banco Citibank S.A. ("Bancos"), em 15 de dezembro de 2006, no valor de R$ 113.395.428,60.

(viii) Contrato de Abertura de Crédito Fixo dos Bancos Comerciais Repassadores firmado entre a Novatrans, Banco ABN Amro Real S.A. e o Banco Itaú BBA S.A. ("Bancos Repassadores"), em 19 de abril de 2004, no valor R$ 118.749.000,00.

(ix) Contrato de Mútuo firmado entre a Companhia e ETEO – Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A. ("ETEO"), em 26 de fevereiro de 2009, no montante total de R$ 123.000.000,00.

(x) Contrato de Mútuo firmado entre a Companhia e Brasnorte Transmissora de Energia S.A. ("Brasnorte"), em 16 de fevereiro de 2009, no valor de R$ 45.000.000,00.

(xi) Contrato de Mútuo firmado entre Bimetal Indústria Metalúrgica Ltda. e Brasnorte, em 12 de fevereiro de 2009, no valor de R$ 26.000.000,00.

(xii) Contrato de Mútuo firmado entre ETAU e Alcoa Alumínio S.A. ("Alcoa"), em 30 de dezembro de 2004, no valor de R$ 37.800.000,00.

(xiii) Contrato de Mútuo firmado entre ETAU e Camargo Correa Cimentos S.A. ("Camargo Correa"), em 30 de dezembro de 2004, no valor de R$ 9.525.420,00.

(xiv) Contrato de Mútuo firmado entre ETAU e DME Energética Ltda. ("DME"), em 30 de dezembro de 2004, no valor de R$ 9.000.000,00.

(xv) Contrato de Mútuo firmado entre ETAU e Alcoa, em 21 de julho de 2005, no valor de R$1.628.450,32.

(xvi) Contrato de Mútuo firmado entre ETAU e Alcoa, em 21 de julho 2005, no valor de R$39.200.000,00.

(xvii) Contrato de Mútuo firmado entre ETAU e Camargo Correa, em 21 de julho de 2005, no valor de R$9.878.213,00.

(xviii) Contrato de Mútuo firmado entre ETAU e Camargo Correa, em 21 de julho de 2005, no valor de R$410.361,73.

(xix) Contrato de Mútuo firmado entre ETAU e DME, em 21 de julho de 2005, no valor de R$9.333.333,33.

(xx) Contrato de Mútuo firmado entre ETAU e DME, em 21 de julho de 2005, no valor de R$387.726,27.

(xxi) Instrumento Particular de Cessão Condicional de Contratos em Garantia firmado entre Novatrans, Banco Interamericano de Desenvolvimento, BNDES, Bancos Repassadores e Banco Itaú S.A., em 29 de julho de 2004.

(xxii) *Consent and Agreement* firmado entre Enelpower S.p.A, Enelpower do Brasil Ltda., Novatrans, Banco Interamericano de Desenvolvimento, BNDES, Bancos Repassadores. e Banco Itaú S.A., em 29 de julho de 2004.

(xxiii) *Consent and Agreement* firmado entre a Vendedora, Enelpower do Brasil Ltda., Novatrans, Banco Interamericano de Desenvolvimento, BNDES, Bancos Repassadores e Banco Itaú S.A., em 29 de julho de 2004.

(xxiv) *Assignment of and Amendment to the Amended and Restated Shareholders Loan Agreement*, firmado entre Enelpower S.p.A., Novatrans e a Vendedora, em 30 de janeiro de 2004,.

ACORDOS DE ACIONISTAS

(xxv) Acordo de Acionistas da Brasnorte firmado entre a Companhia e os Outros Acionistas da Brasnorte (Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte e Bimetal Indústria e Comércio de Produtos Metalúrgicos Ltda.), em 7 de dezembro de 2007.

(xxvi) Acordo de Acionistas da ETAU firmado entre a Companhia e os Outros Acionistas da ETAU (Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, DME Energética Ltda. e Eletrosul Centrais Elétricas S.A.) em 12 de agosto de 2004, conforme aditado.

CONTRATOS DE CONCESSÃO

(xxvii) Contrato de Concessão n° 95/2000, firmado em 20 de dezembro de 2000, entre Novatrans e ANEEL, conforme aditado.

(xxviii) Contrato de Concessão n° 97/2000, firmado em 20 de dezembro de 2000, entre TSN e ANEEL, conforme aditado.

(xxix) Contrato de Concessão n° 40/2000, firmado em 12 de maio de 2000, entre ETEO e ANEEL, conforme aditado.

(xxx) Contrato de Concessão n° 01/2002, firmado em 21 de janeiro de 2002, entre TSN (inicialmente celebrado pela GTESA) e ANEEL, conforme aditado.

(xxxi) Contrato de Concessão n° 87/2002, firmado em 21 de janeiro de 2002, entre TSN (inicialmente celebrado pela PATESA) e ANEEL, conforme aditado.

(xxxii) Contrato de Concessão n° 82/2002, firmado em 18 de dezembro de 2002, entre ETAU e ANEEL, conforme aditado.

(xxxiii) Contrato de Concessão n° 06/2004, firmado em 18 de fevereiro de 2004, entre TSN (inicialmente celebrado pela Munirah) e ANEEL, conforme aditado.

(xxxiv) Contrato de Concessão n° 03/2008, firmado em 17 de março de 2008, entre Brasnorte e ANEEL, conforme aditado.

CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO

(xxxv) Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão n° 06/2000 firmado entre TSN e o Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS").

(xxxvi) Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão n° 002/2002 firmado entre TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da GTESA) e ONS, em 20 de fevereiro de 2002.

(xxxvii) Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão n° 002/2003 firmado entre TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da PATESA) e ONS, em 4 de fevereiro de 2003.

(xxxviii)Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão n° 04/2004 firmado entre TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Munirah) e ONS, em 18 de março de 2004.

(xxxix) Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão n° 05/2000 firmado entre Novatrans e ONS.

(xl) Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão n° 05/2003 firmado entre ETAU e ONS, em 28 de fevereiro de 2003.

(xli) Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão n° 003/2008 firmado entre Brasnorte e ONS, em 16 de abril de 2008.

(xlii) Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão n° 001/2000 firmado entre ETEO e ONS, em 12 de maio de 2000.

OPERAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

(xliii) *Intercompany Facility Agreement* firmado entre a Vendedora e a Companhia, em 16 de fevereiro de 2009.

(xliv) Contrato de Fruição de Utilidades Comuns firmado entre Novatrans, TSN, a Companhia e Terna Serviços Ltda. ("Terna Serviços"), em 19 de março de 2007.

(xlv) Contrato de Comodato de Área firmado entre TSN e Novatrans, em 21 de dezembro de 2007.

(xlvi) Contrato de Comodato de Área firmado entre TSN e Brasnorte, em 25 de abril de 2008.

(xlvii) Contrato de Comodato de Área firmado entre TSN e ETEO, em 15 de junho de 2008.

(xlviii) Contrato de Comodato de Área firmado entre a TSN e a ETAU, em 15 de junho de 2008.

(xlix) Contrato de Prestação de Serviços de *Back Office* firmado entre Terna Serviços e Brasnorte, em 31 de julho de 2008.

(l) Contrato de Prestação de Serviços de *Back Office* firmado entre Terna Serviços e ETAU, em 3 de julho de 2008.

(li) Contrato de Prestação de Serviços de Despolarização Seletiva para Equipamentos firmado entre TSN e Terna Serviços, em 29 de outubro de 2008.

CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

(lii) Contrato de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção firmado entre ETAU e a Cia Estadual de Energia Elétrica – CEEE ("CEEE"), em 30 de dezembro de 2004.

CONTRATOS DE COMPARTILHAMENTO DE INSTALAÇÕES

(liii) Contrato de Compartilhamento de Instalações n° 9925876, firmado entre ETAU e CEEE, em 15 de abril de 2005.

(liv) Contrato de Compartilhamento de Instalações n° 80130014 firmado entre ETAU e Eletrosul Centrais Elétricas S.A. ("Eletrosul") em 4 de outubro de 2004.

(lv) Contrato de Compartilhamento de Instalações n° 001/2001 firmado entre a CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista e ETEO, em 20 de julho de 2001.

(lvi) Contrato de Compartilhamento de Instalações n° 003/2003 firmado entre Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. ("Eletronorte") e Novatrans, em 9 de dezembro de 2003, no valor de R$ 306.471,55 (conforme aditado), em conjunto com o Suplemento ao Contrato de Compartilhamento de Instalações n° 003/2003, datado de 1º de fevereiro de 2005.

(lvii) Contrato de Compartilhamento de Instalações n° 14.560 firmado entre Novatrans e Furnas Centrais Elétricas S.A. ("Furnas"), em 22 de outubro de 2003.

(lviii) Contrato de Compartilhamento de Instalações n° 001/2002 firmado entre TSN e Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF ("CHESF"), em 30 de setembro de 2002.

(lix) Contrato de Compartilhamento de Instalações n° 002/2002 firmado entre TSN e CHESF em 30 de setembro de 2002.

(lx) Contrato de Compartilhamento de Instalações n° 14.424 firmado entre TSN e Furnas em 10 de dezembro de 2002.

(lxi) Contrato de Compartilhamento de Instalações n° 001/2003 firmado entre CHESF e TSN (inicialmente GETESA), em 12 de março de 2003.

(lxii) Contrato de Compartilhamento de Instalações n° 01/2005 firmado entre CHESF e TSN (inicialmente Munirah), em 10 de maio de 2005.

(lxiii) Contrato de Compartilhamento de Instalações n° 01/2005 firmado entre CHESF e TSN (inicialmente PATESA), em 10 de junho de 2004.

(lxiv) Contrato de Compartilhamento de Instalações firmado entre o STC – Sistema de Transmissão Catarinense S.A. e ETAU.

OUTROS

(lxv) Contrato de Comodato de Área firmado entre Brasnorte e Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A., em 23 de janeiro de 2008.

(lxvi) Contrato de Comodato de Área firmado entre Brasnorte e Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A., em 26 de agosto de 2008.

(lxvii) Contrato de Conexão ao Serviço de Transmissão firmado entre ETAU e Rio Grande Energia S.A. – RGE, em 30 de dezembro de 2003, no valor mensal de R$ 307.836,60.

(lxviii) Contrato de Compartilhamento de Instalações firmado entre ETAU e CEEE, em 15 de abril de 2005.

(lxix) Instrumento de Permissão Especial de Uso firmado entre ETAU e Departamento Estadual de Infraestrutura de Santa Catarina – DEINFRA, em 5 de maço de 2009.

(lxx) Contrato de Compartilhamento de Instalações firmado entre ETAU e Eletrosul, em 4 de outubro de 2004.

(lxxi) Contrato de Compartilhamento de Instalações firmado entre Eletrosul e ETAU, em 28 de fevereiro de 2007, no valor de R$ 277.641,64.

(lxxii) Contrato de Prestação de Serviços de Manutenção e Operação firmado entre ETEO e a CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, em 29 de novembro de 2006, no valor de R$19.497.214,80.

(lxxiii) Contrato de Compartilhamento de Instalações firmado entre Novatrans Energia S.A. e Eletronorte, em 9 de dezembro de 2003.

(lxxiv) Contrato de Construção de Obras Civis por Empreitada firmado entre Terna Serviços Ltda. e o Consórcio Bimetal – Global, em 25 de novembro de 2008, no valor de R$ 8.249.750,12.

(lxxv) Contrato de Compartilhamento de Instalações firmado entre TSN e Furnas, em 10 de dezembro de 2002, no valor de R$423.261,98.

(lxxvi) Acordo Operativo firmado entre TSN e Furnas, em 24 de novembro de 2004.

(lxxvii) Protocolo de Convivência n° 13.977/2002 firmado entre TSN e Furnas, em 7 de junho de 2002.

(lxxviii) Contrato de Prestação de Serviços de Pesquisa e Desenvolvimento para Análise de Processos Elétricos e Químicos em Reatores e Transformadores de Potência Isolados com Óleo Contaminado com Enxofre Corrosivo, firmado entre TSN e Lactec – Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, em 27 de setembro de 2006, no valor de R$ 962.235,00.

(lxxix) Contrato para o Fornecimento de Materiais e Serviços firmado entre Brasnorte e o Consórcio Bimetal – Global em fevereiro de 2008, no valor de R$ 90.000.000,00.

(lxxx) *Settlement Agreement* firmado entre Novatrans e o Consórcio Enelpower em 14 de junho de 2006, no valor de R$ 732.217,19.

(lxxxi) *Settlement Agreement* firmado entre TSN e o Consórcio Enelpower em 14 de junho de 2006, no valor de R$ 9.953.516,81.

(lxxxii) Termo de Compromisso para Compensação Ambiental do Empreendimento Linha de Transmissão Campos Novos – Santa Marta (SC – RS) firmado entre ETAU e o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade – ICMBio, em 5 de janeiro de 2005, no valor de R$ 654.900,00.

(lxxxiii) Termo de Compromisso para Compensação Ambiental pela Implantação da Linha de Transmissão Norte-Sul II firmado entre Novatrans e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis ("IBAMA"), em 5 de junho de 2006, no montante total de R$ 4.182.146,19.

(lxxxiv) Termo de Compromisso para Compensação Ambiental pela Implantação da Linha de Transmissão Sudeste Nordeste firmado entre TSN e IBAMA, em 4 de março de 2005, no valor de R$ 6.305.888,76 (conforme aditado).

(lxxxv) Termo de Compromisso para Compensação Ambiental pela Implantação da Linha de Transmissão Goianinha/PE – Mussuré/PB firmado entre GTESA e IBAMA, em 12 de junho de 2005, no valor de R$105.850,00.

(lxxxvi) Termo de Compromisso para Compensação Ambiental firmado entre PATESA e o Instituto de Desenvolvimento Econômico e Meio Ambiente do Estado do Rio Grande do Norte – IDEMA, em 2 de julho de 2004, no valor de R$ 177.707,35.

(lxxxvii)Termo de Compromisso para Compensação Ambiental firmado entre TSN (Munirah) e IBAMA, no valor de R$ 222.000,00.

(lxxxviii) Termo de Encerramento das Obrigações Relativas à Compensação Ambiental pela Implantação da Linha de Transmissão Goianinha/PE – Mussuré/PB firmado entre Goiana Transmissora de Energia S/A e IBAMA, em 4 de agosto de 2006.

(lxxxix) Instrumento de Penhor de Direitos de Propriedade Industrial firmado entre Novatrans, Banco Interamericano de Desenvolvimento, BNDES, Banco ABN Amro Real S.A. e Banco Itaú BBA S.A., em consórcio, e o Banco Itaú S.A., em 24 de julho de 2004.

(xc) Contrato de Conexão do Sistema de Transmissão firmado entre ETAU e BAESA (SE Barra Grande).

(xci) Contrato de Prestação de Serviços de Consultoria Técnica firmado entre TSN e Jah Projetos e Instalações Ltda., em 1º de julho de 2007, no valor de R$ 392.600,00.

(xcii) Contrato de Prestação de Serviços de Consultoria Técnica firmado entre Novatrans e Paulo Botelho, em 20 de fevereiro de 2008, no valor de R$ 480.000,00.

(xciii) Contrato de Prestação de Serviços de Consultoria e de Relações Institucionais firmado entre Novatrans e Dual Engenheiros e Consultores Ltda., em 1º de novembro de 2008, no valor de R$ 816.000,00.

(xciv) Contrato de Prestação de Serviços de Consultoria Técnica firmado entre TSN e Andronic Rio Consultoria e Assessoria Técnica Ltda., em 11 de fevereiro de 2008, no valor de R$ 424.000,00.

(xcv) Contrato de Prestação de Serviços de Consultoria Técnica firmado entre TSN e Sviesa Engenharia Ltda., em 1º de abril de 2008, no valor de R$ 403.500,00.

(xcvi) Contrato de Prestação de Serviços de Consultoria Técnica firmado entre TSN e S. Masuda Consultoria, Comércio e Representações Projetos e Instalações Ltda., em 1º de abril de 2008, no valor de R$ 660.000,00.

(xcvii) Contrato de Prestação de Serviços de Consultoria Técnica firmado entre Novatrans e Cmol Ltda., em 2 de junho de 2008, no valor de R$ 336.000,00.

CONTRATOS DE FORNECIMENTO E DE OUTRA NATUREZA

(xcviii) Planilha de Contratos de Fornecimento e de Outra Natureza (Apenso 3.15(a)).

****

APENSO 3.15(a)

Nota do Tradutor: O apenso em questão encontrava-se redigido em idioma português, não constando da presente tradução.

****

ANEXO 3.15(b)
INADIMPLEMENTOS

(i) Terna Serviços Ltda. ("Terna Serviços") contratou Topos Engenharia, Comércio e Indústria Ltda. ("Topos") para desenvolver certas obras civis. A Topos alegou que a Terna Serviços atrasou a aprovação de alguns projetos executivos e, conseqüentemente, o cronograma das obras a serem executadas pela Topos também foi atrasado. Por esse motivo, a Topos solicitou à Terna Serviços o pagamento de R$316.747,30 a título de reembolso de despesas indiretas. A Terna Serviços respondeu à carta da Topos, concedendo uma prorrogação do cronograma e informando que os pagamentos devidos à Topos sofreriam retenção, uma vez que a Topos não havia evidenciado o pagamento de alguns encargos trabalhistas. As cartas trocadas entre as partes encontram-se aqui anexadas (Apenso 3.15(b)(i)).

(ii) De acordo com os Contratos de Concessão, as concessionárias estão obrigadas a averbar junto à ANEEL, em bases regulares, algumas informações financeiras, tais como receitas e balanços mensais, trimestrais e anuais. Algumas dessas informações foram entregues fora de prazo, nos termos do Anexo 3.7.

****

APENSO 3.15(b)(i)

Nota do Tradutor: O apenso em questão continha documentos redigidos em idioma português, não constando da presente tradução.

****

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

ANEXO 3.16(a)
BENS SUJEITOS A ÔNUS

PENHOR DE AÇÕES

(i) Penhor das ações da TSN – Transmissora Sudeste Nordeste S.A. ("TSN") em favor do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES") a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a TSN e o BNDES em 23 de outubro de 2002.

(ii) Penhor das ações da TSN em favor do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Goiana Transmissora de Energia S A. – GTESA) e o BNDES em 3 de outubro de 2003.

(iii) Penhor das ações da TSN em favor do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Paraíso Açú Transmissora de Energia S.A. - PATESA) e o BNDES em 12 de janeiro de 2004.

(iv) Penhor das ações da TSN em favor do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Munirah Transmissora de Energia S.A.) e o BNDES em 12 de janeiro de 2004.

(v) Penhor das ações da Novatrans Energia S.A. ("Novatrans") em favor do BNDES e do Banco ABN Amro Real S.A. e do Banco Itaú BBA S.A. (sendo os dois últimos designados os "Bancos Repassadores") a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a Novatrans e o BNDES em 19 de abril de 2004 e do Contrato de Abertura de Crédito Fixocelebrado entre a Novatrans e os Bancos Repassadores em 19 de abril de 2004.

(vi) Penhor das ações da Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. -ETAU ("ETAU") em favor do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a ETAU e o BNDES em 30 de agosto de 2005.

(vii) Penhor das ações da Novatrans em favor do Santander Banespa S.A., BNP Paribas Brasil S.A e Banco Citibank S.A ("Bancos") a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Abertura de Crédito celebrado entre a Novatrans e os Bancos em 15 de dezembro de 2006. Esse penhor apenas será constituído após a celebração de contrato entre credores pela Novatrans e os Bancos, o BNDES e os Bancos Repassadores.

PENHOR DE DIREITOS DECORRENTES DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

(viii) Penhor dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 97/2000 (Anexo l.l(a)-I, item "ii") em favor do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a TSN e o BNDES em 23 de outubro de 2002.

(ix) Penhor dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 01/2002 (Anexo l.l(a)-I, item "iv") em favor do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Goiana Transmissora de Energia S.A. - GTESA) e o BNDES em 3 de outubro de 2003.

(x) Penhor dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 87/2002 (Anexo l.l(a)-I, item "v") em favor do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do

Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Paraíso Açú Transmissora de Energia S.A. - PATESA) e o BNDES em 12 de janeiro de 2004.

(xi) Penhor dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 06/2004 (Anexo l.l(a)-I, item "vii") em favor do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Munirah Transmissora de Energia S.A.) e o BNDES em 12 de janeiro de 2004.

(xii) Penhor dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 95/2000 (Anexo l.l(a)-I, item "i") em favor (a) do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado a Novatrans e o BNDES em 19 de abril de 2004; (b) dos Bancos Repassadores a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Abertura de Crédito Fixo celebrado entre a Novatrans e os Bancos Repassadores em 19 de abril de 2004; e (c) dos Bancos a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Abertura de Crédito celebrado entre a Novatrans e os Bancos em 15 de dezembro de 2006.

(xiii) Penhor dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 82/2002 (Anexo l.l(a)-I, item "vi") em favor do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a ETAU e o BNDES em 30 de agosto de 2005.

PENHOR DE DIREITOS CREDITÓRIOS

(xiv) Penhor do crédito decorrente do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão n° 06/2000 firmado entre TSN e o Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS") em favor BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a TSN e o BNDES em 23 de outubro de 2002.

(xv) Penhor dos direitos creditórios decorrentes do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão n° 002/2002 celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Goiana Transmissora de Energia S.A. - GTESA) e o ONS em 20 de fevereiro de 2002, em favor do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Goiana Transmissora de Energia S.A. - GTESA) e o BNDES em 3 de outubro de 2003.

(xvi) Penhor dos direitos creditórios decorrentes do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão n° 002/2003 celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Paraíso Açú Transmissora de Energia S.A. - PATESA) e o ONS em 4 de fevereiro de 2003, em favor do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Paraíso Açú Transmissora de Energia S.A. - PATESA) e o BNDES em 12 de janeiro de 2004.

(xvii) Penhor dos direitos creditórios decorrentes do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão n° 04/2004 celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Munirah Transmissora de Energia S.A.) e o ONS em 18 de março de 2004, em favor do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Munirah Transmissora de Energia S.A.) e o BNDES em 12 de janeiro de 2004.

(xviii) Penhor do crédito decorrente do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão n° 05/2000 celebrado entre a Novatrans e o ONS, em favor (a) do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a Novatrans e o BNDES em 19 de abril de 2004; (b) dos Bancos Repassadores a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento de Abertura de Crédito Fixo celebrado entre a Novatrans e os Bancos Repassadores em 19 de abril de 2004;

e (c) dos Bancos a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Abertura de Crédito celebrado entre a Novatrans e os Bancos em 15 de dezembro de 2006.

(xix) Penhor do crédito decorrente do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão n° 05/2003 celebrado entre a ETAU e o ONS em 28 de fevereiro de 2003, em favor do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a ETAU e o BNDES em 30 de agosto de 2005.

CESSÃO FIDUCIÁRIA

(xx) Cessão fiduciária de direitos creditórios de 2.776.841,75 quotas do NVT Referenciado DI - Fundo de Investimento em favor do Banespa S.A., BNP Paribas Brasil S.A e Banco Citibank S.A a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, das Cédulas de Crédito Bancário emitidos pela Novatrans em favor do Banespa S.A., BNP Paribas Brasil S.A e Banco Citibank S.A em 15 de dezembro de 2006 nos valores de R$ 17.798.476,20 e R$20.000.000,00 para cada um dos bancos.

PENHOR DE DIREITOS DE PROPRIEDADE INTELECTUAL

(xxi) Penhor dos direitos de propriedade intelectual da Novatrans em favor (a) do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito celebrado entre a Novatrans e o BNDES em 19 de abril de 2004; (b) dos Bancos Repassadores a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Abertura de Crédito Fixo celebrado entre a Novatrans e os Bancos Repassadores em 19 de abril de 2004; e (c) dos Bancos a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Abertura de Crédito celebrado entre a Novatrans e os Bancos em 15 de dezembro de 2006.

****

ANEXO 3.17(a)
MATÉRIAS TRABALHISTAS

EMPREGADOS DESLIGADOS

NOME	EMPRESA DO GRUPO
Adair Siola	ETEO
Adeildo Silvestre da Silva	Novatrans
Alexander Bueno Tiba	Novatrans
Alisson Pedro Tavares	Novatrans
Alvaniza Lopes de Almeida	Novatrans
Ana Gabriela Ramos	Novatrans
Ana Lucia B Assumpção	Terceirizado
Anderson de F Silva	Novatrans
Andre Alberto Pereira Monteiro	TSN
Andre Felipe P da Silva	Novatrans
Andre Luiz Caetano Neves	Terceirizado
Andre Luiz Coelho de Souza	Novatrans
Antonio Castro da Silva	Novatrans
Antonio Jose da Rocha	Novatrans
Antonio Marcos Santana de Jesus	Terna Serviços
Ariel Francisco Andreiu	TSN
Augustinho Jose Menin Simões	TSN
Bernadete de P F Correa	Novatrans
Bernardo Antonio Lafaerte Joly	Terceirizado

Bruno Cabral Xavier	Terceirizado
Bruno Correa Lucas	Novatrans
Camila Meira Fonseca Cortinhas	Novatrans
Camille Loyo Faria	Novatrans
Carla Sigal Arueira de Souza	TSN
Clovis Correia Lima Netto	Terceirizado
Joinville de Oliveira Cidrão	Terceirizado
Catia Valeria dos Santos	Novatrans
Ciro Ferreira de Padua	Novatrans
Cleonice Braz de Faria	ETEO
Cristiane da Silva Guimarães	Novatrans
Damião de Araujo	TSN
Daniel Bastista de Souza	Terceirizado
Daniel Marcio de Jesus Silva	TSN
Dario Nardini	Novatrans
Dilson Francisco Bizotto	Novatrans
Diogo Renato Ferreira	TSN
Edgard Castro Andrade	ETEO
Edson Galdino de Carvalho	TSN
Edson Matias	Novatrans
Eliete Francisca da S Magalhaes	Terceirizado
Emilia Labiak	Terceirizado
Erasmo Luiz Andreo	Novatrans
Ernani Pacheco	Novatrans
Fabiana da Silva Gomes	Novatrans
Fabio Leandro P de Barros	Novatrans
Fauzer Kafury	Novatrans
Felipe Montoro Jens	Novatrans
Flavio Antonio Gabriel	Novatrans
Getulio Jose Silva de Castro	Novatrans
Gilson Beckman Soares	TSN
Hélida Fernanda Andrade da Silva	Terceirizado
Hozana Maria de Farias	Terceirizado
Jers Borges de Lima	Novatrans
Joao Paulo Ricardo	ETEO
Joinville de Oliveira Cidrao	Terceirizado
Jose Antonio da Silva	Terceirizado
Jose Carlos Juliani	ETEO
José Dimas Ribeiro	Terceirizado
José Dimas Ribeiro	Terceirizado
Jose Raimundo de Rezende	Novatrans
Jose Rodrigues Cunha	Terceirizado
Jose Sebastião G da Cunha	Terceirizado
Jose Tadeu Alves Cury	Novatrans
Joyce C R Diniz	Terceirizado
Kleiton Viturino de Sousa	Terceirizado
Kleyton Viturino	Terceirizado
Lazaro Martins da Paz	Novatrans
Leandro Hernan Alvarado Lopes	Novatrans

Leonel Borges Loes	TSN
Lilian S Bizerra dos Santos	Terceirizado
Lilian S Bizerra dos Santos	Terceirizado
Lucely Pereira Lopes	Terceirizado
Luiz Antonio Solis	ETEO
Luiz Correa de Oliveira Neto	Novatrans
Luiz Gonzaga Machado Leal	Novatrans
Luiz Lopes de Santana	TSN
Marcelo Oliveira Machado	TSN
Marcelo Vargas Redes	TSN
Marcos Vinicius de Andrade	Novatrans
Manoel Antonio Coelho Neto	Novatrans
Maria Aparecida Feitosa Ferraz	Terceirizado
Maria Creuza Pereira Gomes	Terceirizado
Maria da Cruz F da Silva	Terceirizado
Maria do Socorro G Lima	Terceirizado
Maria Leticia W de Almeida	Novatrans
Maria Jose G Trombetti Ornaghi	Novatrans
Maria Rosa G de Moura	Terceirizado
Mariana Ferreira de Alvarenga	TSN

Mariana S Cabral Moreira	Novatrans
Nair Pereira Leite	Terceirizado
Nonoir Ferreira de Assis	Terceirizado
Patricia Aguiar Mota	Terceirizado
Paulo Guilherme Autran Seidel	TSN
Paulo Roberto Lemos	Novatrans
Priscila Krambeck G Abras	Novatrans
Raimunda Barbosa da Silva	Terceirizado
Raul Francisco de Jesus	Novatrans
Ricardo Carlos da Cruz	TSN
Ricardo Ribeiro Lemos	Novatrans
Rogerio Pereira de Camargo	Novatrans
Roosevelt Atila Pontes Neves	TSN
Rosana Cristina Avolio	TSN
Salvaerte C Almeida	Terceirizado
Sergio Laercio Rocha	Novatrans
Tuyiosi Itoo	ETEO
Udo Augusto Gebrath Junior	Novatrans
Valdir Jose Henrrichs	Terceirizado
Valnei Vitor Veluci Mendonca	Novatrans
Victor Cardoso Barroso	TSN
Viviane Cristovãodo Nascimento Feitosa	Novatrans
Wilson Jose M de Menezes	Novatrans
Zuleide da Silva Torres	Terceirizado

RECLAMAÇÃO TRABALHISTA

PARTES	TIPO DE AÇÃO	PROCESSO Nº	FORO	VALOR ENVOLVIDO (R$)
Maria Lúcia Venâncio Pereira em face da Novatrans Energia S.A. e outros **	*Reclamação Trabalhista*	00484.2006.089.03.00.0	3ª Vara do Trabalho Cel. Fabriciano - MG	600.000,00
Maria Lúcia Venâncio Pereira e outros em face da Novatrans Energia S.A. e outros **	*Reclamação Trabalhista*	00031-2009-034-03-00-8	2ª Vara do Trabalho Cel. Fabriciano - MG	398.000,00
Anselmo José Sotero dos Santos em face da Novatrans Energia S.A. e outro**	*Reclamação Trabalhista*	01687-2006-022-01-00-6	22ª Vara do Trabalho da Capital do Rio de Janeiro	259.145,00
Edgard Castro de Andrade em face da ETEO - Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A. e outro*	*Reclamação Trabalhista*	0900-2008-072-02-00-5 (anexado ao processo nº 02171-2008-072-02-00-5)	72ª Vara do Trabalho do TRT da 2ª Região (SP)	650.000,00
Edgard Castro de Andrade em face da ETEO - Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A. e outro*	*Reclamação Trabalhista*	02171-2008-072-02-00-5 (anexado ao processo nº 0900-2008-072-02-00-5)	72ª Vara do Trabalho do TRT da 2ª Região (SP)	225.227,02
Maria Aparecida Costa de Lima em face da Novatrans Energia S.A e outros **	*Reclamação Trabalhista*	313.05.181905-7	2ª Vara Cível de Ipatinga (MG)	770.000,00

* Quaisquer custos, inclusive, mas sem limitação, honorários advocatícios, serão suportados pela Earthtec do Brasil Ltda. por conta da ETEO – Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A. de acordo com o Contrato de Compra e Venda de Ações da ETEO.

** Quaisquer custos, inclusive, mas sem limitação, honorários advocatícios, serão suportados pela Enelpower do Brasil Ltda. por conta da Novatrans Energia S.A. de acordo com o Termo de Composição Mestre referente ao Contrato EPC da Novatrans.

****

ANEXO 3.17(b)
CONVENÇÕES COLETIVAS DE TRABALHO

(i) Convenção Coletiva de Trabalho celebrada entre ETEO – Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A. ("ETEO") e Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Campinas em 10 de julho de 2006, conforme aditada em 8 de setembro de 2008.

(ii) Convenção Coletiva de Trabalho celebrada entre Sindicato da Indústria de Instalações Elétricas, Gás, Hidráulicas e Sanitárias do Estado do Rio de Janeiro e Sindicato dos Oficiais Eletricistas e Trabalhadores nas Indústrias de Instalação e Manutenção Elétrica, Gás, Hidráulica, Sanitária, Mecânica e de Telefonia do Estado do Rio de Janeiro, assinada em 17 de março de 2008, com eficácia a partir de 1º de março de 2008.

(iii) Reajustes Salariais (Sindicato da Indústria de Instalações Elétricas, Gás, Hidráulicas e Sanitárias do Estado do Rio de Janeiro): com relação ao dissídio coletivo, as negociações entre o sindicado patronal e o sindicato dos empregados não lograram consenso acerca do percentual de reajuste salarial a ser aplicado. As empresas do Grupo aguardarão a decisão desse dissídio coletivo a fim de efetuar os reajustes salariais. É importante notar que as empresas do Grupo efetuarão os reajustes salariais com efeito retroativo a 1º de março de 2009.

****

ANEXO 3.17(d)
EMPREGADOS ESTÁVEIS

NOME	EMPRESA DO GRUPO
Waleska Fiuza do Carmo	Novatrans
Carlos Alberto Invernici De Oliveira	Novatrans
Sebastião de Moura	Terceirizado
Claronice Pereira da Cruz	Terceirizado

Estes são os Empregados Estáveis segundo o melhor conhecimento da Vendedora. Os empregados que poderiam ter o direito a estabilidade, mas que não notificaram a pertinente empresa do Grupo de sua condição, não estão incluídos.

ANEXO 3.18(a)
MATÉRIAS TRABALHISTAS – PLANOS DE PARTICIPAÇÃO NOS LUCROS

OPÇÃO DE *UNITS*

(37) A Assembléia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 14 de dezembro de 2006 aprovou o estabelecimento de plano de opção de *Units* para diretores e empregados da Companhia e de suas Subsidiárias. A opção de *Units* outorgada a diretores e empregados da Companhia será exercida até 31 de dezembro de 2011.

	Tranche 1		Tranche 2		Tranche 3			Saldo	
	Units	Exercidas	*Units*	Exercidas	Units	Exercidas	*Units*	ON	PN
Giovanni Giovanelli*	28.278	28.278	28.278	28.278	37.704	37.704	-	-	-
Cláudio Marchiori	10.019	10.019	10.019	10.019	13.358	-	13.358	13.358	26.716
Camille Loyo Faria*	10.745	10.745	10.745	10.745	-	-	-	-	-

* Deixaram de ser diretores/empregados da Companhia.

PAGAMENTO DE BÔNUS E AUMENTO SALARIAL

AUMENTO SALARIAL

EMPRESA DO GRUPO	NÚMERO DE EMPREGADOS COM DIREITO DE RECEBER O AUMENTO SALARIAL	TOTAL DA FOLHA DE PAGAMENTO EM 1º de ABRIL DE 2009
ETEO		61.880,00
Novatrans	15	347.112,60
Outros		166.170,62
Terceirizados	4	48.325,95
TERNA SERVIÇOS		12.530,00
TSN	35	470.298,04
Total	54	1.106.317.21

PAGAMENTO DE BÔNUS

EMPRESA DO GRUPO	NÚMERO DE EMPREGADOS COM DIREITO DE RECEBER O PAGAMENTO DE BÔNUS	BÔNUS
ETEO	10	65.056,00
Novatrans	34	483.268,10
Outros	1	21.570,62
Terceirizados	3	12.830,00
TERNA SERVIÇOS	2	19.060,00
TSN	54	630.451,37
Total	104	1.232.236,09

PLANO DE CONTRATAÇÃO*

EMPRESA DO GRUPO	NÚMERO DE EMPREGADOS	TOTAL (R$)
ETEO	1	16.752,24
Novatrans	14	812.390,26
Outros	2	172.500,35
Terna Serviços	1	25.630,80
TSN	24	897.648,04
Total	39	1.924.921,69

* Não há nenhuma informação detalhada acerca dos empregados que receberão o bônus de contratação e não há nenhuma informação específica acerca das regras do plano, exceto o fato de que será pago na data de fechamento.

LISTA DE BENEFÍCIOS

Empresas do Grupo: TSN - Transmissora Sudeste Nordeste S.A. ("TSN"), Novatrans Energia S.A. ("Novatrans"), Terna Serviços Ltda ("Terna Serviços"), Brasnorte Transmissora de Energia S.A. e ETEO - Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A. ("ETEO")

(i) Seguro-Saúde:
Companhia: Sulamérica Seguros ou Unimed
Concedido a Empregados, empregados terceirizados e estagiários de todas as empresas do Grupo

Contribuição do Empregado: zero (excetuados os empregados da ETEO que contribuem com R$40,00/mês)

Uma das empresas do Grupo outorgará a um de seus Empregados o direito de continuar a ter seguro-saúde após a rescisão do contrato de trabalho por prazo a ser determinado.

(ii) Plano Odontológico:
Companhia: Sulamérica Seguros
Concedido a Empregados, empregados terceirizados e estagiários de todas as empresas do Grupo
Contribuição do Empregado: zero

(iii) Vale-Refeição ou Vale-Alimentação:
Companhia: Visa Vale
Concedido a Empregados que podem optar entre o vale-alimentação e o vale-refeição, e que podem pagar metade do vale-alimentação ou metade do vale-refeição
Concedido a Empregados, empregados terceirizados e estagiários de todas as empresas do Grupo
Contribuição do Empregado: zero

(iv) Seguro de Vida:
Companhia: Generalli do Brasil Cia. Nacional de Seguros
Concedido a Empregados, empregados terceirizados e estagiários de todas as empresas do Grupo
Contribuição do Empregado: zero

(v) Bônus:
Condições: com base na avaliação de desempenho individual
Concedido a Empregados de todas as empresas do Grupo
Exceção: Os Empregados da ETEO não têm direito a bônus, mas têm direito a participação nos lucros

(vi) Benefícios adicionais para:
Gerentes: telefone celular ilimitado, notebook e seguro de vida nível executivo
Diretores: telefone celular ilimitado, notebook seguro de vida nível executivo, bem como carro e pagamento das respectivas despesas (gasolina, tributo, seguro)

(vii) Benefícios para Expatriados:

(a) Alessandro Fiocco: verba para moradia, escola e passagens aéreas para Itália (pagos pela ETEO)

(b) Tiziano Ceccarani: verba para moradia, escola e passagens aéreas para Itália (pagos pela TSN)

(c) Cláudio Marchiori: verba para moradia e passagens aéreas para Itália (pagos pela Novatrans)

(d) Flavio Piccin: verba para moradia e passagens aéreas para Itália (pagos pela Terna Serviços)

(e) Alessandra La Fortezza: verba para moradia e passagens aéreas para Itália (pagos pela TSN)

(f) Pietro Barbon: verba para moradia e passagens aéreas para Itália (pagos pela Novatrans)

(g) Sergio Vieceli: verba para moradia e passagens aéreas para Itália (pagos pela TSN.)

(h) Ersilia Aloia: verba para moradia e passagens aéreas para Itália (pagos pela Novatrans)

(i) Luigi Serratto: verba para moradia e passagens aéreas para Itália (pagos pela TSN)

(vii) Reajustes Salariais (Sindicato da Indústria de Instalações Elétricas, Gás, Hidráulicas e Sanitárias do Estado do Rio de Janeiro): com relação ao dissídio coletivo, as negociações entre o sindicado patronal e o

sindicato dos empregados não lograram consenso acerca do percentual de reajuste salarial a ser aplicado. As empresas do Grupo aguardarão a decisão desse dissídio coletivo a fim de efetuar os reajustes salariais. É importante notar que as empresas do Grupo efetuarão os reajustes salariais com efeito retroativo a 1º de março de 2009.

****

ANEXO 3.19
MATÉRIAS TRIBUTÁRIAS

(i) Contencioso Fiscal (Apenso 3.19(i))

****

APENSO 3.19(i)

Nota do Tradutor: O apenso em questão encontrava-se redigido em idioma português, não constando da presente tradução.

****

ANEXO 3.21(b)
LICENÇAS AMBIENTAIS

EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ALTO URUGUAI S.A. – ETAU:

(i) Renovação da Licença de Operação nº 452/2005, expedida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - "IBAMA" em 5 de outubro de 2007.

(ii) Autorização para Supressão Vegetal nº 20/2004, expedida pelo IBAMA em 12 de julho de 2004.

(iii) Licença de Instalação nº 265/2004, expedida pelo IBAMA em 12 de julho de 2004.

(iv) Licença Prévia nº 166/2004, expedida pelo IBAMA em 23 de janeiro de 2004.

ETO – EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO OESTE S.A.:

(v) Renovação da Licença de Operação nº 89 – nº 026, expedida pela Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo em 13 de junho de 2008.

(vi) Licença de Operação nº 89, expedida pela Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo em 18 de outubro de 2001.

(vii) Licença de Instalação nº 171, expedida pela Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo em 20 de novembro de 2000.

(viii) Autorização Inicial para Corte de Vegetação Natural nº 42/00, expedida pela Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo em 30 de outubro de 2000.

(ix) Licença Prévia nº 356, expedida pelo IBAMA em 10 de outubro, 2000.

TSN – TRANSMISSORA SUDESTE NORDESTE S.A.:

(x) Retificação da Renovação da Licença de Operação nº 287/2002, expedida pelo IBAMA em 30 outubro de 2008.

(xi) Renovação da Licença de Operação nº 287/2002, expedida pelo IBAMA em 7 de março de 2008.

(xii) Autorização para Supressão de Vegetação nº 728/2004, expedida pela Secretaria do Meio Ambiente do Estado da Bahia em 13 de outubro de 2004.

(xiii) Autorização para Supressão de Vegetação nº 25/2004, expedida pelo IBAMA em 24 de junho de 2004.

(xiv) Autorização para Supressão de Vegetação nº 217/2008, expedida pelo IBAMA em 19 de março de 2003.

(xv) Autorização nº 33/2002, expedida pelo IBAMA em 6 de dezembro de 2002.

(xvi) Licença de Operação nº 287/2002, expedida pelo IBAMA em 5 de dezembro de 2002.

(xvii) Ratificação da Autorização nº 17/2001, expedida pelo IBAMA em 29 de junho de 2001.

(xviii) Licença de Instalação nº 130/2001, expedida pelo IBAMA em 2001.

(xix) Licença de Operação nº 339/2003, expedida pelo IBAMA em 21 de agosto de 2003 (Goiana Transmissora de Energia S.A.).

(xx) Licença de Operação nº 493/2004, expedida pelo IDEMA - Instituto do Desenvolvimento Econômico e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte em 9 de agosto de 2004 (Paraíso Açú Transmissora de Energia S.A.).

(xxi) Renovação da Licença de Operação nº 493/2004, expedida pelo IDEMA - Instituto do Desenvolvimento Econômico e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte em 11 de agosto de 2005 (Paraíso Açú Transmissora de Energia S.A.).

(xxii) Licença de Operação expedida por meio da Portaria nº 5883 do Centro de Recursos Ambientais – CRA da Bahia, publicada no Diário Oficial do Estado da Bahia dos dias 23 e 24 de julho de 2005 (Munirah Transmissora de Energia S.A.).

(xxiii) Licença para Captura/Coleta/Transporte/Exposição nº 007/2005, expedida pelo IBAMA em fevereiro de 2005 (Munirah Transmissora de Energia S.A. e Bio Consultoria Ambiental Ltda.).

(xxiv) Licença de Instalação expedida por meio Portaria nº 4932 do CRA – Centro de Recursos Ambientais da Bahia, publicada no Diário Oficial do Estado da Bahia dos dias 27 e 28 de novembro de 2004 (Munirah Transmissora de Energia S.A.).

(xxv) Licença de Localização expedida por meio da Resolução nº 3330 do CEPRAM - Conselho Estadual de Meio Ambiente da Bahia, publicada no Diário Oficial do Estado da Bahia em 29 de setembro de 2004 (Munirah Transmissora de Energia S.A.).

NOVATRANS ENERGIA S.A.:

(xxvi) Licença de Operação nº 384/2004, expedida pelo IBAMA em 15 de abril de 2004.

(xxvii) Licença de Operação nº 359/2003, expedida pelo IBAMA em 17 de novembro de 2003.

(xxviii) Autorização para Supressão de Vegetação nº 13/2003, expedida pelo IBAMA em 17 de novembro de 2003.

(xxix) Renovação da Licença de Instalação nº 143/2001, expedida pelo IBAMA em 13 de outubro de 2003.

(xxx) Licença de Operação nº 320/2003, expedida pelo IBAMA em 23 de maio de 2003.

(xxxi) Autorização de Supressão nº 24/2002, expedida pelo IBAMA em 10 de outubro de 2002.

(xxxii) Licença de Instalação nº 143/2001, expedida pelo IBAMA em 20 de setembro de 2001.

(xxxiii) Autorização nº 27/2001, expedida pelo IBAMA em 20 de setembro de 2001.

(xxxiv) Licença Prévia nº 101/2001, expedida pelo IBAMA em 13 de julho de 2001.

(xxxv) Autorização nº 001/2001, expedida pelo IBAMA em 2 de fevereiro de 2001.

BRASNORTE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.:

(xxxvi) Licença de Instalação nº 0667/2008, expedida pela Secretaria do Meio Ambiente do Estado do Mato Grosso em 11 de junho de 2008.

(xxxvii) Licença de Instalação nº 0668/2008, expedida pela Secretaria do Meio Ambiente do Estado do Mato Grosso em 11 de junho de 2008.

(xxxviii)Licença Prévia nº 345/2008, expedida pela Secretaria do Meio Ambiente do Estado do Mato Grosso em 11 de abril de 2008 (Bimetal Indústria e Comércio de Produtos Metalúrgicos Ltda.)

(xxxix) Licença Prévia nº 346/2008, expedida pela Secretaria do Meio Ambiente do Estado do Mato Grosso em 11 de abril de 2008 (Bimetal Indústria e Comércio de Produtos Metalúrgicos Ltda.).

****

ANEXO 3.22
SEGURO

****

ANEXO 3.25
PROCURAÇÕES

BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. ("BRASNORTE"):

(i) Procuração outorgada pela Brasnorte a Marcelo dos Santos Gil e Andréa Perário Terra de Morais em 14 de agosto de 2008.

(ii) Procuração outorgada pela Brasnorte a Luiz Esteves Ortega, Rosa Maria Baptista Dias, Ana Maria de Siqueira Floriano e Adahir de Mattos Marcellino em 9 de julho de 2008.

EMPRESA DE TRANSMISSÃO DO ALTO URUGUAI S.A. ("ETAU"):

(i) Procuração outorgada pela ETAU a Ari César Paiva de Almeida e Ana Cláudia Alves da Costa em 9 de fevereiro de 2009.

(ii) Procuração outorgada pela ETAU a Marcelo dos Santos Gil e Andréa Perário Terra de Morais em 5 de agosto de 2008.

ETEO - EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO OESTE S.A. ("ETEO"):

(i) Procuração outorgada pela ETEO a Ari César Paiva de Almeida, Ana Cláudia Alves da Costa e Cláudio Marchiori em 12 de dezembro de 2008.

(ii) Procuração outorgada pela ETEO a Marcelo dos Santos Gil e Andréa Perário Terra de Morais em 14 de agosto de 2008.

NOVATRANS ENERGIA S.A. ("NOVATRANS"):

(i) Procuração outorgada pela Novatrans a Ari César Paiva de Almeida, Ana Cláudia Alves da Costa e Cláudio Marchiori em 19 de dezembro de 2008.

(ii) Procuração outorgada pela Novatrans a Dilson Martins Arruda, Fernando Esteves Arruda, Maria Salete Verly, Manoel Messias do Nascimento Santos, Marco Antônio Alves Bilônia, Amaro Alves Cabral, Alexandre Freire da Silva, José Renato Rodrigues da Silva, Moisés Faria dos Santos, Rivelino Menezes Bastos, José Affonso Tissi Russo, Aliniane Pimentel, Alex da Silva e Roberto Carlos de Araújo Ferreira em 26 de fevereiro de 2009.

(iii) Procuração outorgada pela Novatrans a Dilson Martins Arruda, Fernando Esteves Arruda, Maria Salete Verly, Manoel Messias do Nascimento Santos, Marco Antonio Alves Bilônia, Amaro Alves Cabral, Alexandre Freire da Silva, José Renato Rodrigues da Silva, Moisés Faria dos Santos, Rivelino Menezes Bastos, José Affonso Tissi Russo, Aliniane Pimentel, Alex da Silva e Roberto Carlos de Araújo Ferreira em 20 de fevereiro de 2009.

(iv) Procuração outorgada pela Novatrans a Marcelo dos Santos Gil, Rogério dos Santos Gil e Andréa Perário Terra de Morais em 29 de abril de 2008.

TERNA PARTICIPAÇÕES S.A. ("COMPANHIA"):

(i) Procuração outorgada pela Companhia a Ari César Paiva de Almeida, Ana Cláudia Alves da Costa e Cláudio Marchiori em 19 de dezembro de 2008.

(ii) Procuração outorgada pela Companhia a Marcelo dos Santos Gil, Rogério dos Santos Gil e Andréa Perário Terra de Morais em 29 de abril de 2008.

TERNA SERVIÇOS LTDA. ("TERNA SERVIÇOS"):

(i) Procuração outorgada pela Terna Serviços a Marcelo dos Santos Gil, Rogério dos Santos Gil e Andréa Perário Terra de Morais em 3 de março de 2009.

TSN - TRANSMISSORA SUDESTE NORDESTE S.A. ("TSN"):

(i) Procuração outorgada pela TSN a Ari César Paiva de Almeida, Ana Cláudia Alves da Costa e Cláudio Marchiori em 19 de dezembro de 2008.

(ii) Procuração outorgada pela TSN a Despa Serviços de Despachos Aduaneiros Ltda., Iracema Feitosa Cersosimo, Sandro Damasceno de Souza e Watson Oliveira Venhático em 10 de março de 2009.

(iii) Procuração outorgada pela TSN a Marcelo dos Santos Gil, Rogério dos Santos Gil e Andréa Perário Terra de Morais em 29 de abril de 2008.

****

ANEXO 3.26
GARANTIAS

GARANTIAS – CREDORES

(i) Cessão fiduciária de direitos creditórios de 2.776.841,75 quotas do NVT Referenciado DI - Fundo de Investimento em favor de Banespa S.A., BNP Paribas Brasil S.A e Banco Citibank S.A a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, dos Certificados de Crédito Bancário emitidos pela Novatrans em favor de Banespa S.A., BNP Paribas Brasil S.A e Banco Citibank S.A em 15 de dezembro de 2006 nos valores de R$ 17.798.476,20 e R$20.000.000,00 para cada um dos bancos.

GARANTIA – CONTRATOS DE CONCESSÃO

(ii) Garantia da Companhia em favor da ANEEL a fim de garantir as obrigações da Brasnorte Transmissora de Energia S.A. do Contrato de Concessão nº 03/2008 celebrado em 17 de março de 2008 entre a Brasnorte e a ANEEL, conforme aditado.

(iii) Garantia da Companhia em favor da ANEEL a fim de garantir as obrigações da Empresa de Transmissão do Alto Uruguai – ETAU do Contrato de Concessão nº 82/2002 celebrado em 18 de dezembro de 2002 entre a ETAU e a ANEEL, conforme aditado.

(iv) Garantia da Companhia em favor da ANEEL a fim de garantir as obrigações da Novatrans Energia S.A. do Contrato de Concessão nº 95/2000 celebrado em 20 de dezembro de 2000 entre a Novatrans e a ANEEL, conforme aditado.

(v) Garantia da Companhia em favor da ANEEL a fim de garantir as obrigações da TSN – Transmissora Sudeste Nordeste S.A. do Contrato de Concessão nº 97/2000 celebrado em 20 de dezembro de 2000 entre a TSN e a ANEEL, conforme aditado.

(vi) Garantia da Companhia em favor da ANEEL a fim de garantir as obrigações da TSN do Contrato de Concessão nº 01/2002 celebrado em 21 de janeiro de 2002 entre a TSN (inicialmente celebrado pela Goiana Transmissora de Energia S.A. – "GTESA") e a ANEEL, conforme aditado.

(vii) Garantia da Companhia em favor da ANEEL a fim de garantir as obrigações da TSN do Contrato de Concessão nº 06/2004 celebrado em 18 de fevereiro de 2004 entre a TSN (inicialmente celebrado pela Munirah Transmissora de Energia S.A. – "Munirah") e a ANEEL, conforme aditado.

(viii) Garantia da Companhia em favor da ANEEL a fim de garantir as obrigações da TSN do Contrato de Concessão nº 87/2002 celebrado em 11 de dezembro de 2002 entre a TSN (inicialmente celebrado pela Paraíso Açú Transmissora de Energia S.A. – "PATESA") e a ANEEL, conforme aditado.

PENHOR DE AÇÕES – BNDES E OUTROS CREDORES

(ix) Penhor das ações da TSN em favor do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES") a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Empréstimo celebrado entre a TSN e o BNDES em 23 de outubro de 2002.

(x) Penhor das ações da TSN em favor do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Empréstimo celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da GTESA) e o BNDES em 3 de outubro de 2003.

(xi) Penhor das ações da TSN em favor do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Empréstimo celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da PATESA) e o BNDES em 12 de janeiro de 2004.

(xii) Penhor das ações da TSN em favor do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Empréstimo celebrado entre a TSN (na qualidade de sucessora por incorporação da Munirah) e o BNDES em 12 de janeiro de 2004.

(xiii) Penhor das ações da Novatrans em favor do BNDES e do Banco ABN Amro Real S.A. e do Banco Itaú BBA S.A. (sendo os dois últimos designados os "Bancos Repassadores") a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Empréstimo celebrado entre a Novatrans e o BNDES em 19 de abril de 2004, e o Contrato de Empréstimo dos Bancos Comerciais Repassadores celebrado entre a Novatrans e os Bancos Repassadores em 19 de abril de 2004.

(xiv) Penhor das ações da ETAU em favor do BNDES a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no vencimento, do Contrato de Empréstimo celebrado entre a ETAU e o BNDES em 30 de agosto de 2005.

(xv) Penhor das ações da Novatrans em favor do Santander Banespa S.A., BNP Paribas Brasil S.A. e Banco Citibank S.A. ("Bancos") a fim de garantir o integral e pontual pagamento e cumprimento, no

vencimento, do Contrato de Empréstimo celebrado entre a Novatrans e os Bancos em 15 de dezembro de 2006. Esta garantia apenas será constituída após a celebração de contrato entre credores pela Novatrans e pelos Bancos, pelo BNDES e pelos Bancos Repassadores.

CONTRATOS DE FORNECIMENTO

(xvi) Garantia da Companhia em favor da Siemens Ltda. a fim de garantir todos os pagamentos da Terna Serviços Ltda. nos termos dos seguintes contratos de fornecimento relacionados à construção das subestações da Brasnorte celebrados entre a Terna Serviços Ltda. E a Siemens Ltda.: (i) TS 192-01, firmado em 15 de maio de 2008, no valor total de R$20.005.000,00; (ii) TS 192-02, firmado em 15 de maio de 2008, no valor total de R$9.314.300,00; e (iii) TS 192-03 firmado em 26 de dezembro de 2008, no valor total de R$6.400.000,00.

****

ANEXO 5.1(xix)
PLANO DE CONTRATAÇÃO

PLANO DE CONTRATAÇÃO*

EMPRESA DO GRUPO	NÚMERO DE EMPREGADOS	TOTAL (R$)
ETEO	1	16.752,24
Novatrans	14	812.390,26
Outros	2	172.500,35
Terna Serviços	1	25.630,80
TSN	24	897.648,04
Total	39	1.924.921,69

* Não há nenhuma informação detalhada acerca dos empregados que receberão o bônus de contratação e não há nenhuma informação específica acerca das regras do plano, exceto o fato de que será pago na data de fechamento.

PAGAMENTO DE BÔNUS E AUMENTO SALARIAL

AUMENTO SALARIAL*

EMPRESA DO GRUPO	NÚMERO DE EMPREGADOS COM DIREITO DE RECEBER O AUMENTO SALARIAL	TOTAL DA FOLHA DE PAGAMENTO EM 1º de ABRIL DE 2009
ETEO	-	61.880,00
Novatrans	15	347.112,60
Outros	-	166.170,62
Terceirizados	4	48.325,95
Terna Serviços	-	12.530,00
TSN	35	470.298,04
Total	54	1.106.317.21

* Não há nenhuma regra específica para aumentos salariais. Os diretores de cada empresa do Grupo, juntamente com o respectivo departamento de Recursos Humanos, têm competência para deliberar sobre aumentos salariais de seus empregados, caso a caso.

PAGAMENTO DE BÔNUS*

EMPRESA DO GRUPO	NÚMERO DE EMPREGADOS COM DIREITO DE RECEBER O PAGAMENTO DE BÔNUS	BÔNUS
ETEO	10	65.056,00
Novatrans	34	483.268,10
Outros	1	21.570,62
Terceirizados	3	12.830,00
Terna Serviços	2	19.060,00
TSN	54	630.451,37
Total	104	1.232.236,09

* Não há nenhuma regra específica para pagamento de bônus. Os diretores de cada empresa do Grupo, juntamente com o respectivo departamento de Recursos Humanos, têm competência para deliberar sobre o pagamento de bônus de seus empregados, caso a caso.

REAJUSTES SALARIAIS

Reajustes Salariais (Sindicato da Indústria de Instalações Elétricas, Gás, Hidráulicas e Sanitárias do Estado do Rio de Janeiro): com relação ao dissídio coletivo, as negociações entre o sindicado patronal e o sindicato dos empregados não lograram consenso acerca do percentual de reajuste salarial a ser aplicado. As empresas do Grupo aguardarão a decisão desse dissídio coletivo a fim de efetuar os reajustes salariais. É importante notar que as empresas do Grupo efetuarão os reajustes salariais com efeito retroativo a 1º de março de 2009.

****

ANEXO 7.1(C)
MODELO DE PARECER DOS ADVOGADOS ITALIANOS DA VENDEDORA

****

ANEXO 7.1(C)
MODELO DE PARECER DOS ADVOGADOS ITALIANOS DA VENDEDORA

23 de abril de 2009

Para Cemig Geração e Transmissão S.A.,
na qualidade de compradora nos termos do Contrato de Compra e Venda de Ações mencionado abaixo, e Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig.

Terna Participações S.A.
Contrato de Compra e Venda de Ações

Prezados Senhores:

Atuamos na qualidade de advogados especiais italianos da Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A., na qualidade de vendedora (a “Vendedora”), relativamente à venda à Cemig Geração e Transmissão S.A. (a “Compradora”) da totalidade de suas ações de emissão da Terna Participações S.A., em conformidade com o Contrato de Compra e Venda de Ações, datado de 23 de abril de 2009 (o “Contrato de Compra e Venda de Ações”) celebrado entre a Vendedora, a Compradora e a Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig (“Cemig”). O presente parecer é entregue a V.Sas. em conformidade com a Cláusula 7.1(c) do Contrato de Compra e Venda de Ações.

A menos que aqui definidos de outro modo, os termos definidos no Contrato de Compra e Venda de Ações terão os mesmos respectivos significados quando aqui empregados.

Ao manifestar o presente parecer, examinamos cópias dos seguintes documentos:

(a) o Contrato de Compra e Venda de Ações;

(b) o Estatuto Social e demais documentos societários pertinentes da Vendedora; e

(c) os demais documentos e instrumentos, bem como as leis, decretos, autorizações, consentimentos e aprovações que reputamos necessários ou apropriados à fundamentação das opiniões abaixo manifestadas.

Ao manifestar o presente parecer, tomamos por base as seguintes premissas:

(i) a devida autorização, celebração e formalização pela Compradora e pela Cemig do Contrato de Compra e Venda de Ações, bem como os poderes e capacidade da Compradora e da Cemig nos termos de todas as leis, normas, regulamentos e atos constitutivos aplicáveis para celebrar o Contrato de Compra e Venda de Ações;

(ii) a validade, efeito vinculante e exeqüibilidade do Contrato de Compra e Venda de Ações nos termos das leis da República Federativa do Brasil;

(iii) que a escolha das leis da República Federativa do Brasil como a lei de regência do Contrato de Compra e Venda de Ações é válida, vinculante e exeqüível de acordo com as leis do Brasil;

(iv) a autenticidade de todas as assinaturas e a autenticidade de todos os pareceres, documentos e instrumentos a nós submetidos;

(v) que as cópias de todos os pareceres, documentos e instrumentos a nós submetidos são completas e refletem as respectivas vias originais; e

(vi) a ausência de quaisquer ajustes ou acordos de qualquer das partes do Contrato de Compra e Venda de Ações que possa afetar, modificar ou cancelar e substituir qualquer dos termos do referido contrato.

Não manifestamos nenhum parecer a respeito de quaisquer leis, que não as leis da Itália conforme em vigor na data da presente carta, e presumimos que não há nenhuma disposição em qualquer outra lei que afete nosso parecer. Em particular, não efetuamos nenhuma averiguação independente das leis da República Federativa do Brasil para fundamentarmos o parecer aqui expresso, nem manifestamos de maneira expressa ou tácita qualquer parecer a respeito dessas leis.

Com base nas disposições precedentes e observadas as ressalvas constantes abaixo, somos do parecer de que:

1. A Vendedora é sociedade devidamente constituída e com existência válida segundo as leis da Itália.

2. A Vendedora detém plenos poderes, capacidade e direitos para celebrar, formalizar e cumprir o Contrato de Compra e Venda de Ações, bem como para cumprir suas obrigações nele previstas, tendo capacidade e poderes como pessoa jurídica para deter seus bens e conduzir seus negócios conforme atualmente vêm sendo conduzidos.

3. O Contrato de Compra e Venda de Ações foi devidamente firmado e formalizado pela Vendedora e constitui obrigações legais, válidas e vinculantes da Vendedora, contra ela exeqüíveis, na Itália, em conformidade com seus respectivos termos, observadas as leis aplicáveis de falência, insolvência, liquidação e demais leis de aplicação genérica que afetem ou se refiram a direitos de credores, conforme aplicável.

4. Nenhuma aprovação governamental ou outro ato por parte de qualquer autoridade governamental italiana, notificação a ou averbação ou registro junto a qualquer autoridade governamental italiana se faz necessário à devida celebração, formalização e cumprimento pela Vendedora do Contrato de Compra e Venda de Ações, bem como à legalidade, validade ou exeqüibilidade do Contrato de Compra e Venda de Ações, ressalvado: [●].

5. O Contrato de Compra e Venda de Ações encontra-se na devida forma legal para sua validade e execução em face da Vendedora nos termos das leis da Itália.

6. A escolha da lei brasileira como a lei de regência do Contrato de Compra e Venda de Ações é válida, vinculante e exeqüível de acordo com as leis da Itália e será reconhecida e executada pelos tribunais da Itália. Não temos nenhum motivo para acreditar que qualquer das disposições do Contrato de Compra e Venda de Ações seria considerada contrária à soberania nacional, à ordem pública e aos bons costumes italianos.

7. A escolha de arbitragem para solucionar litígios decorrentes do Contrato de Compra e Venda de Ações é válida de acordo com as leis da Itália, e qualquer sentença arbitral referente ao Contrato de Compra e Venda de Ações obtida na República Federativa do Brasil será reconhecida e executada na Itália, sem revisão de seu mérito.

O presente parecer é endereçado a V.Sas. exclusivamente para seu benefício próprio, não devendo ser divulgado a qualquer outra pessoa nem tomado por base por qualquer outra pessoa ou para qualquer outro fim, tampouco citado ou referido em quaisquer documentos públicos, ou averbado junto a qualquer pessoa sem o meu consentimento expresso.

Atenciosamente,

[●]

Por: ____________________________
[●]

****

ANEXO 10.1
NOTIFICAÇÕES

Se para a Compradora ou para a CEMIG, para:

CEMIG Geração e Transmissão S.A.
Av. Barbacena 1200, 18° andar
30190-131 Belo Horizonte, MG
Brasil
At. Dr. Djalma Bastos de Moraes
Fax: +55(31)3506-4969
Tel.: +55(31)3506-4900

Com cópia para:

Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG
Av. Barbacena 1200, 18° andar
30190-131 Belo Horizonte, MG
Brasil
At. Dr. José Carlos de Mattos
Fax: +55(31)3506-4969
Tel.: +55(31)3506-4901

Se para a Vendedora, para:

Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A.
Via Arno 64
00198 Roma, Itália
At: Sr. Flavio Cataneo
Fax: 39(06)8313-8218
Tel.: 39(06)8313-8363

Anexo 12.1

CERTIFICADO

Eu, Djalma Bastos de Moraes, certifico que:

1. Revisei o presente relatório anual segundo o Formulário 20-F da CEMIG;

2. Salvo melhor juízo, o presente relatório não contém qualquer declaração inverídica de fato relevante nem omite fato relevante necessário para tornar as declarações prestadas, tendo em vista as circunstâncias em que foram prestadas, não enganosas em relação ao período coberto pelo presente relatório;

3. Salvo melhor juízo, as demonstrações financeiras e demais informações financeiras incluídas no presente relatório, apresentam de maneira adequada, em todos os aspectos relevantes, a situação financeira, os resultados operacionais e os fluxos de caixa da requerente nos períodos apresentados no presente relatório;

4. Tanto o outro diretor da Companhia que também firma o atestado como eu somos responsáveis pelo estabelecimento e manutenção de controles e procedimentos de divulgação (conforme definido nas Regras do *Exchange Act* 13a-15(e) e 15d-15(e)) e controle interno sobre demonstrações financeiras (conforme definido nas Exchange Act Rules 13a- 15(f) e 15d-15(f)) da Companhia e:

> a. planejamos esses controles e procedimentos de divulgação, ou fizemos com que esses controles e procedimentos de divulgação fossem planejados sob nossa supervisão, para assegurar que informações relevantes relativas à Companhia, inclusive suas subsidiárias consolidadas, fossem trazidas ao nosso conhecimento por terceiros integrantes dessas empresas, especialmente durante o período em que o presente relatório estiver sendo elaborado;
>
> b. planejamos tal controle interno sobre demonstrações financeiras, ou fizemos com que tal controle interno sobre demonstrações financeiras fosse planejado sob nossa supervisão, para fornecer certeza razoável acerca da confiabilidade das demonstrações financeiras e da preparação de relatórios financeiros de propósitos externos de acordo com princípios de contabilidade geralmente aceitos;
>
> c. avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação da Companhia e apresentamos no presente relatório nossas conclusões sobre a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação, no final do período coberto pelo presente relatório com base em tal avaliação; e
>
> d. divulgamos no presente relatório qualquer alteração no controle interno da Companhia sobre prestação de informações financeiras ocorrida durante o período coberto pelo relatório anual que tenha afetado de maneira relevante, ou que tenha probabilidade de afetar de maneira relevante, o controle interno da Companhia sobre a prestação de informações financeiras; e

5. Tanto o outro diretor da Companhia que também firma o atestado como eu divulgamos, com base em nossa mais recente avaliação do controle interno sobre prestação de informações financeiras, aos auditores da Companhia e ao comitê de auditoria do Conselho de Administração da Companhia (ou pessoas que desempenham funções equivalentes):

> a. todas as deficiências significativas e fragilidades relevantes no planejamento ou operação de controles internos sobre prestação de informações financeiras que têm probabilidade razoável do prejudicar a capacidade da Companhia de registrar, processar, resumir e reportar informações financeiras; e

b. qualquer fraude, quer ou não relevante, que envolva empregados da administração ou outros empregados que desempenhem papel significativo no controle interno da Companhia sobre a prestação de informações financeiras.

/ass./ Djalma Bastos de Morais
Nome: Djalma Bastos de Morais
Cargo: Diretor Presidente

Data: 19 de junho de 2009

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002 foi fornecida à Companhia e será por ela conservada e fornecida à *Securities and Exchange Commission* ou a seus funcionários, mediante solicitação.

Anexo 12.2

CERTIFICADO

Eu, Luiz Fernando Rolla, certifico que:

1. Revisei o presente relatório anual segundo o Formulário 20-F da CEMIG;

2. Salvo melhor juízo, o presente relatório não contém qualquer declaração inverídica de fato relevante nem omite fato relevante necessário para tornar as declarações prestadas, tendo em vista as circunstâncias em que foram prestadas, não enganosas em relação ao período coberto pelo presente relatório;

3. Salvo melhor juízo, as demonstrações financeiras e demais informações financeiras incluídas no presente relatório, apresentam de maneira adequada, em todos os aspectos relevantes, a situação financeira, os resultados operacionais e os fluxos de caixa da requerente nos períodos apresentados no presente relatório;

4. Tanto o outro diretor da Companhia que também firma o atestado como eu somos responsáveis pelo estabelecimento e manutenção de controles e procedimentos de divulgação (conforme definido nas Regras do *Exchange Act* 13a-15(e) e 15d-15(e)) e controle interno sobre demonstrações financeiras (conforme definido nas Exchange Act Rules 13a- 15(f) e 15d-15(f)) da Companhia e:

a. planejamos esses controles e procedimentos de divulgação, ou fizemos com que esses controles e procedimentos de divulgação fossem planejados sob nossa supervisão, para assegurar que informações relevantes relativas à Companhia, inclusive suas subsidiárias consolidadas, fossem trazidas ao nosso conhecimento por terceiros integrantes dessas empresas, especialmente durante o período em que o presente relatório estiver sendo elaborado;

b. planejamos tal controle interno sobre demonstrações financeiras, ou fizemos com que tal controle interno sobre demonstrações financeiras fosse planejado sob nossa supervisão, para fornecer certeza razoável acerca da confiabilidade das demonstrações financeiras e da preparação de relatórios financeiros de propósitos externos de acordo com princípios de contabilidade geralmente aceitos;

c. avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação da Companhia e apresentamos no presente relatório nossas conclusões sobre a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação, no final do período coberto pelo presente relatório com base em tal avaliação; e

d. divulgamos no presente relatório qualquer alteração no controle interno da Companhia sobre prestação de informações financeiras ocorrida durante o período coberto pelo relatório anual que tenha afetado de maneira relevante, ou que tenha probabilidade de afetar de maneira relevante, o controle interno da Companhia sobre a prestação de informações financeiras; e

5. Tanto o outro diretor da companhia que também firma o atestado como eu divulgamos, com base em nossa mais recente avaliação do controle interno sobre prestação de informações financeiras, aos auditores da companhia e ao comitê de auditoria do Conselho de Administração da companhia (ou pessoas que desempenham funções equivalentes):

a. todas as deficiências significativas e fragilidades relevantes no planejamento ou operação de controles internos sobre prestação de informações financeiras que têm probabilidade razoável do prejudicar a capacidade da Companhia de registrar, processar, resumir e reportar informações financeiras; e

b. qualquer fraude, quer ou não relevante, que envolva empregados da administração ou outros empregados que desempenhem papel significativo no controle interno da Companhia sobre a prestação de informações financeiras.

/ass./: Luiz Fernando Rolla
Nome: Luiz Fernando Rolla
Cargo: Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores

Data: 19 de junho de 2009

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002 foi fornecida à Companhia e será por ela conservada e fornecida à *Securities and Exchange Commission* ou a seus funcionários, mediante solicitação.

Anexo 13.1

**CERTIFICADO NOS TERMOS DO 18 U.S.C. ARTIGO 1350,
CONFORME PROMULGADA PELO
ARTIGO 906 DA LEI *SARBANES-OXLEY* DE 2002**

Em relação ao Relatório Anual segundo o Formulário 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG (a "Companhia") referente ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007, conforme arquivado na *Securities and Exchange Commission* na presente data (o "Relatório"), eu, Djalma Bastos de Morais, Diretor Presidente da Companhia, certifico, de acordo com o 18 U.S.C. Artigo 1350, que:

(1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos do Artigo 13(a) ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934; e

(2) As informações contidas no Relatório apresentam de maneira adequada, em todos aspectos relevantes, a situação financeira e resultados operacionais da Companhia.

/ass./_ Djalma Bastos de Morais
Nome: Djalma Bastos de Morais
Cargo: Diretor Presidente

Data: 19 de junho de 2009

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002 foi fornecida à Companhia e será por ela conservada e fornecida à Securities and Exchange Commission ou a seus funcionários, mediante solicitação.

Anexo 13.2

CERTIFICADO NOS TERMOS DO 18 U.S.C. ARTIGO 1350, CONFORME PROMULGADA PELO ARTIGO 906 DA LEI *SARBANES-OXLEY* DE 2002

Em relação ao Relatório Anual segundo o Formulário 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG (a “Companhia”) referente ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007, conforme arquivado na *Securities and Exchange Commission* na presente data (o “Relatório”), eu, Luiz Fernando Rolla, Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores da Companhia, certifico, de acordo com o 18 U.S.C. Artigo 1350, que:

(1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos do Artigo 13(a) ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934; e

(2) As informações contidas no Relatório apresentam de maneira adequada, em todos aspectos relevantes, a situação financeira e resultados operacionais da Companhia.

/ass./: Luiz Fernando Rolla

Nome: Luiz Fernando Rolla

Cargo: Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores

Data: 19 de junho de 2009

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002 foi fornecida à Companhia e será por ela conservada e fornecida à Securities and Exchange Commission ou a seus funcionários, mediante solicitação.